

ESTUDO DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO EÓLICA NO SUBSISTEMA SUL DO BRASIL

Fabio Amendola Diuana

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em
Planejamento Energético, COPPE, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2017

ESTUDO DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO EÓLICA NO SUBSISTEMA SUL DO
BRASIL

Fabio Amendola Diuana

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Dr. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2017

Diwana, Fabio Amendola

Estudo do Impacto da Penetração Eólica no Subsistema Sul do Brasil / Fabio Amendola Diwana. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2017.

XXI, 213 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 174-196.

1. Operação do Sistema Elétrico. 2. Expansão Energética. 3. Penetração Eólica. 4. Impactos. I. Schaeffer, Roberto II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

São as nossas escolhas que revelam o
que realmente somos, muito mais do que
as nossas qualidades.” – *Alvo Dumbledore*

“...Fácil é sonhar todas as noites.

Difícil é lutar por um sonho...

...Fácil é tropeçar em uma pedra.

Difícil é levantar de uma queda, toda
machucada...”

Carlos Drummond de Andrade

“Vem Comigo!”

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelos seus ensinamentos e sacrifícios que tornam possível que eu tenha toda a liberdade e condições de escolher e seguir meu caminho.

Aos meus irmãos, fonte inesgotável de alegria em minha vida que muitas vezes tiveram que me aturar sério em casa devido a essa dissertação.

Aos meus avós por todo apoio, conselho, torcida e reza dedicados a mim.

A todos os meus amigos pela paciência e por compreenderem da melhor maneira (ou nem sempre) a minha ausência e recusas à diversos convites.

Aos colegas e amigos feitos no PPE, cada um ao seu jeito, tornando o caminho mais fácil e prazeroso em especial à Gabi e ao Lucas.

À Cindy, à Isa, ao Murilo e à Paula pelas horas de estudo, pelas caronas, pelas neuroses, por me mostrarem que as diferenças são ótimas, mas acima de tudo pela amizade.

Ao Luis Saporta e ao Rafael Soria, que se dispuseram a me ajudar em todos os momentos, sem eles tudo teria sido muito mais trabalhoso.

Ao pessoal do CENERGIA, sempre solícito nas vezes em que precisei, a Fernanda Guedes, o Raul Miranda e em especial o Pedro Rochedo.

A Energy Exemplar por disponibilizar a licença acadêmica da principal ferramenta desse estudo.

Aos professores do PPE que se dedicaram para não apenas dar aula mas para transmitir conhecimento e criar um debate sobre ele, em especial ao Alexandre Szklo e André Lucena pelos ensinamentos em sala de aula e fora.

Ao professor Roberto, por estar sempre disponível quando precisei e por guiar este trabalho da melhor forma possível.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.).

ESTUDO DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO EÓLICA NO SUBSISTEMA SUL DO BRASIL

Fabio Amendola Diuana

Fevereiro/2017

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Nos últimos anos a geração eólica tem crescido bastante no Brasil e no mundo. Porém, por ser uma fonte não despachável, variável, incerta, mas de baixo custo de geração, tem ocasionado impactos nos sistemas, adaptados a situações mais controláveis, e com menores incerteza. Esse trabalho busca compreender e analisar os impactos do aumento da penetração eólica no sistema elétrico do Brasil. Para isso, optou-se por simular a operação horária do subsistema elétrico do sul do país no modelo de despacho econômico Plexos. Foram simulados dois estudos de caso, um para 2030 e outro para 2050, onde foram comparados dois cenários, um de linha de base e outro de forte penetração eólica. A montagem desses cenários foi realizada com auxílio do modelo de expansão energética MESSAGE-Brasil. O MESSAGE-Brasil foi utilizado para a definir a capacidade de geração dos cenários dos estudos de caso. Dentre os principais resultados estão o aumento da importância da flexibilidade no sistema, maior dependência do intercâmbio de energia, redução das emissões e do custo de geração do sistema, além do indicativo de que usar as novas termoeletricas do sistema na base pode trazer vantagens de custo e abastecimento. Outro resultado a ser destacado é o déficit de energia ocorrido em todos os cenários, o que indica a não validação dos resultados do modelo de expansão no modelo de operação.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.).

ANALYSIS OF WIND POWER PENETRATION IN SOUTH BRAZILIAN POWER SYSTEM

Fabio Amendola Diuana

February/2017

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Wind power developed in the last two decades and became a competitive energy source. The share of wind power had increased substantially in the Brazilian power system and in many systems around the world. However, wind generation is variable, uncertain, low-cost and non dispatched; hence these characteristics cause impacts in power systems. In this context, this dissertation aims to understand and analyze some of the wind power impacts in the Brazilian power system. For this, an hourly operation of the South Brazilian power system was simulated in the Plexos power model. First, this study modeled a validation case based on 2015 data. After that, two case studies were simulated, one for 2030 and another one for 2050. For each case, two scenarios were compared, a baseline and a wind policy scenario. To create these scenarios, the results of the MESSAGE-Brazil energy model was used as an input in Plexos. Results show that system flexibility becomes more important, increase in the dependence on energy exchange, emissions reductions and a decrease in generation costs. Besides, the utilization of thermal power plants as base-load generation can improve energy security and reduce the total cost of the system. Also, it is important to highlight that, in all scenarios simulated, there were generation deficits, which seems to indicate that the dispatch model used does not validate the results of the MESSAGE-Brazil expansion model.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Objetivo	7
2. SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	10
2.1 Principais Características	10
2.2 Máquinas Síncronas e Assíncronas.....	16
2.3 Aspectos Técnicos da Geração Eólica.....	19
3. O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	27
3.1 Características Gerais de Setores Elétricos.....	27
3.2 O Sistema Hidrotérmico Brasileiro	28
3.3 A Otimização do SIN	34
3.4 A Entrada da Energia Eólica no Brasil	39
3.5 O Subsistema Elétrico do Sul	43
4. IMPACTOS DA PENETRAÇÃO EÓLICA.....	53
4.1 Efeito de Balanceamento.....	57
4.2 Aumento nas Reservas	58
4.3 Efeito de Ordem de Mérito.....	60
4.4 Efeito de Uso	61
4.5 Aumento da Instabilidade do Sistema.....	64
4.6 Saturação do Sistema de Transmissão	66
4.7 Redução do Consumo de Combustíveis.....	67
4.8 Medidas para Mitigação dos Impactos da Geração Eólica.....	68
4.8.1 Medidas pelo Lado da Demanda	70
4.8.2 Medidas pelo Lado da Oferta.....	71
4.8.3 Armazenamento	73
5. METODOLOGIA	76

5.1	O modelo	76
5.2	Metodologia de Cenários	83
5.3	Metodologia para a Montagem da Base de Dados	86
5.3.1	Demanda.....	88
5.3.2	Geração.....	89
5.3.3	Recurso Natural.....	94
5.3.4	Reservatórios	98
5.3.5	Combustíveis.....	99
5.3.6	Reserva	100
5.3.7	Transmissão.....	102
5.3.8	Integração com outros subsistemas	105
5.4	Valores da Base de Dados	106
5.4.1	Cenários	106
5.4.2	Demanda.....	109
5.4.3	Geração.....	111
5.4.4	Recurso Natural.....	114
5.4.5	Reservatórios	116
5.4.6	Combustíveis.....	116
5.4.7	Reserva	116
5.4.8	Transmissão.....	118
5.4.9	Integração com outros subsistemas	119
6.	RESULTADOS.....	122
6.1	Validação.....	122
6.2	Cenários de 2030	125
6.2.1	Cenários sem Restrições de Transmissão.....	133
6.2.2	Cenários de Afluências Seca e Úmida.....	135
6.3	Cenários de 2050	136
6.3.1	Cenários sem Restrições de Transmissão.....	144

6.3.2	Cenários de Afluências Seca e Úmida.....	145
7.	ANÁLISE DOS IMPACTOS DA PENETRAÇÃO EÓLICA	148
7.1	Efeito de balanceamento	148
7.2	Aumento e Tipo das Reservas.....	157
7.3	Efeito de Ordem de Mérito.....	159
7.4	Efeito de Uso	160
7.5	Saturação do Sistema de Transmissão	163
7.6	Redução do Consumo de Combustíveis e Emissão	164
7.7	Avaliação da Interação entre o Modelo de Expansão e o Modelo de Operação	165
8.	CONCLUSÕES.....	170
8.1	Limitações e Recomendações de Estudos Futuros	172
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	174
10.	ANEXOS.....	197
10.1	ANEXO I – Localização das Usinas Consideradas em Cada Cenário por Nó	197
10.2	ANEXO II – Valores de Capacidade e Restrições Consideradas em Cada um dos Reservatórios Considerados na Modelagem	205
10.3	ANEXO III – Parâmetros Técnicos e Econômicos de Cada uma das Linhas de Transmissão Considerada no Estudo.....	206
10.4	ANEXO IV – Perfil de Geração Anual dos Cenários 30_M.....	210
10.5	ANEXO V – Perfil de Geração Anual dos Cenários 50_M.....	212

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Estimativa de geração elétrica por fontes renováveis em 2015. Valores baseados na capacidade de geração das fontes renováveis.	1
Figura 2: Investimento em geração elétrica.	1
Figura 3: Previsão da adição de capacidade instalada de fontes renováveis.	2
Figura 4: Classificação dos diferentes tipos de estabilidade no SEP.	12
Figura 5: Principais malhas e controles que envolvem a manutenção da estabilidade do sistema por um gerador síncrono.....	13
Figura 6: Equações de fluxo de carga que representam o conjunto de restrições de carga de um sistema.....	15
Figura 7: Possíveis estados do sistema e transição entre eles.	16
Figura 8: Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica.	17
Figura 9: Aspecto construtivo de motores de indução trifásicos.	18
Figura 10: Fluxo de potência no gerador de indução.	19
Figura 11: Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.	20
Figura 12: Características de uma turbina eólica operando em velocidade fixa e variável.	22
Figura 13: Curva de potência de um aerogerador com controle estol.	23
Figura 14: Curva de potência de um aerogerador com controle de passo.	23
Figura 15: Modelo esquemático do gerador de indução gaiola de esquilo.	24
Figura 16: Modelo esquemático do gerador de indução duplamente alimentado.	25
Figura 17: Modelo esquemático do gerador síncrono de rotor bobinado.....	26
Figura 18: Modelo esquemático do gerador síncrono de ímã permanente.	26
Figura 19: Interdependência entre as usinas e barragens nos rios brasileiros.	30
Figura 20: Rede de Transmissão do SIN sobre a Europa.	31
Figura 21: ENA's média históricas das quatro regiões do SIN.	31
Figura 22: Esquema explicativo da importância de interligar as diferentes bacias hidrográficas do SIN.	32
Figura 23: Processo de decisão do sistema hidrotérmico.	33

Figura 24: Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro.	35
Figura 25: Funções de custo da operação do sistema hidrotérmico.....	36
Figura 26: Interdependência entre os modelos planejamento da operação e seus respectivos horizontes de programação.....	37
Figura 27: Topologia dos reservatórios equivalentes de energia.	38
Figura 28: Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas no Brasil.	41
Figura 29: Localização das fontes eólicas contratadas no horizonte 2014-2018.....	43
Figura 30: Diagrama esquemático das usinas da região sul.	46
Figura 31: Linhas de transmissão integrantes do subsistema sul.....	47
Figura 32: Localização das jazidas de carvão no sul do Brasil.....	49
Figura 33: Localização dos principais parques eólicos do sul do Brasil.	50
Figura 34: Potencial Eólico Anual a 100 metros de altura no RS.	51
Figura 35: Potencial Eólico Anual a 100 metros de altura no PR.	51
Figura 36: Comparativo da variabilidade horária da geração eólica e da demanda no oeste da Dinamarca.....	53
Figura 37: Comparativo entre a carga de demanda, a geração eólica e a demanda residual para um cenário com 25% de penetração eólica em Minnesota.	54
Figura 38: Geração Eólica da Região Sul em 06 de abril de 2016.	54
Figura 39: Ilustração do efeito da suavização da variabilidade eólica com o aumento da distribuição geográfica.	55
Figura 40: Estimativas do aumento no custo de balanceamento oferta-demanda em diferentes sistemas elétricos devido à geração eólica.....	58
Figura 41: Resumo dos resultados de diferentes estudos para o aumento necessário de reservas devido à geração eólica.....	59
Figura 42: Ilustração do efeito de ordem de mérito. (a) Ordem de mérito sem a presença de energia renovável variável (b) Variação na curva de ordem de mérito pela entrada ERV	61
Figura 43: Curva de duração de carga anual para diferentes níveis de penetração eólica.	61

Figura 44: Relação entre a curva de duração de carga, o despacho de diferentes tecnologias de geração e seus respectivos custos.	63
Figura 45: Variação da geração média da de termoeletricas a carvão e por ciclo combinado na Espanha.	63
Figura 46: Resposta da frequência para diferentes formas de controle ativo da geração eólica em um cenário de 50% de penetração eólica.	66
Figura 47: Custos de operação extras e custos de operação evitados pelo aumento da geração eólica, considerando os impactos sobre a geração termoeletrica (redução de seu despacho e perdas de ciclagem).	68
Figura 48: Emissões extras e emissões evitadas pelo aumento da geração eólica, considerando os impactos sobre a geração termoeletrica (redução de seu despacho e perdas de ciclagem).	68
Figura 49: Curva de custo de oferta de flexibilidade do Sistema.	69
Figura 50: Medidas de balanceamento do sistema pelo lado da demanda.	70
Figura 51: Relação de flexibilidade das usinas de geração elétrica.	71
Figura 52: Razão área inundada por potência instalada das UHE' construídas após 2007 (gráfico de barras) e gráfico indicativo da capacidade de regularização do SIN.	72
Figura 53: Comparativo entre a potência nominal, energia armazenável e tempo de descarga entre diferentes formas de armazenamento.	74
Figura 54: Esquema da estrutura do mecanismo de simulação do Plexos.	79
Figura 55: Fluxograma do caminho da modelagem no Plexos.	80
Figura 56: Parâmetros da modelagem de reservatórios no Plexos.	81
Figura 57: Relação de dependência entre as escalas temporais.	82
Figura 58: Fluxograma das principais etapas do estudo realizado.	86
Figura 59: Mapa de Localização dos centros de carga da região sul do Brasil.	88
Figura 60: Fluxograma de decisão do fator de capacidade dos parques eólicos.	92
Figura 61: Curva de capacidade da turbina Enercon E-70.	93
Figura 62: Localização estações de medições do INMET.	95
Figura 63: Área de abrangência dos centros de carga.	108
Figura 64: Perfil anual da curva de carga do sul.	110

Figura 65: Perfil diário da curva de carga sul.	110
Figura 66: Perfil anual médio do recurso eólico a 100 metros de altura.	115
Figura 67: Perfil diário típico do recurso eólico a 100 metros de altura.	115
Figura 68: Histórico das vazões naturais afluentes (médias, máximas e mínimas) às UHE's do sul.	116
Figura 69: Curva de permanência da variação de carga anual.	118
Figura 70: Linhas de transmissão consideradas na modelagem da região sul.	119
Figura 71: Perfil anual da curva de carga do SE/CO.	120
Figura 72: Perfil diário da curva de carga do SE/CO.	120
Figura 73: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_30_M_R1.	129
Figura 74: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_30_M_R1.	129
Figura 75: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_30_M_R2.	130
Figura 76: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_30_M_R2.	130
Figura 77: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_50_M_R1.	140
Figura 78: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_50_M_R1.	140
Figura 79: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_50_M_R2.	140
Figura 80: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_50_M_R2.	141

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1	21
Equação 2	88
Equação 3	89
Equação 4	90
Equação 5	90
Equação 6	96
Equação 7	97
Equação 8	97
Equação 9	97
Equação 10	98
Equação 11	103
Equação 12	103
Equação 13	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de fontes renováveis – 2015.	2
Tabela 2: Resultado dos leilões em que foi contratada energia eólica.	42
Tabela 3: Evolução da capacidade instalada, geração elétrica e demanda de carga no sul do Brasil.	44
Tabela 4: Distribuição da capacidade instalada do SIN e do subsistema sul por tecnologia de geração.	44
Tabela 5: Lista das hidrelétricas do sul do Brasil.	44
Tabela 6: Capacidade instalada da geração termoeletrica do sul por tecnologia	48
Tabela 7: Potencial Eólico a 100 metros nos estados do RS e PR.	52
Tabela 8: Impactos elétricos relacionados à geração eólica.	65
Tabela 9: Resumo dos cenários modelados	85
Tabela 10: Resumo dos cenários modelados.	106
Tabela 11: População estimada dos estados do sul do Brasil em 2016.	107
Tabela 12: Área, população estimada e carga percentual de cada nó.	108
Tabela 13: Capacidade instalada por tecnologia de geração em cada cenário simulado.	111
Tabela 14: Dados dos parâmetros técnicos das usinas considerados na modelagem.	112
Tabela 15: Dados dos parâmetros econômicos das usinas considerados na modelagem – em dólares (USD\$).	113
Tabela 16: Fator de capacidade mensal considerado para as usinas não simuladas individualmente; fator de capacidade mensal máximo considerado para a UHE Itaipu; fator de capacidade mensal máximo considerado para as novas (em %).	114
Tabela 17: Velocidade média mensal em 100 metros de cada parque eólica	114
Tabela 18: Resumo dos dados de entrada dos combustíveis considerados na modelagem.	116
Tabela 19: Capacidade de prover reserva por tecnologia de geração em cada cenário simulado.	117

Tabela 20: Dados para o cálculo da reserva necessária em cada cenário de simulação.	118
Tabela 21: Aumento percentual da capacidade de transmissão por cenário.....	119
Tabela 22: Fatores de capacidade máximos mensais das usinas do subsistema SE/CO (em %).	121
Tabela 23: Capacidade instalada usinas equivalentes do subsistema SE/CO.	121
Tabela 24: Comparativo da geração média mensal entre o cenário de validação modelado e o caso real em MWmed.....	123
Tabela 25: Resultados da modelagem – cenário de validação.	124
Tabela 26: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenário de validação.....	124
Tabela 27: Resultados da modelagem – cenários 30_M.....	126
Tabela 28: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_30_M_R1.....	126
Tabela 29: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_30_M_R1.	127
Tabela 30: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_30_M_R2.....	127
Tabela 31: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_30_M_R2.	128
Tabela 32: Volume percentual dos reservatórios na região sul ao final de cada mês – Cenários 30_M.	131
Tabela 33: Vertimento mensal da geração eólica – Cenários PE_30_M.....	131
Tabela 34: Dados de déficit – Cenário 30_M.	132
Tabela 35: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R1.	133
Tabela 36: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R2.	133
Tabela 37: Comparativo dos resultados dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 30.	134
Tabela 38: Comparativo da geração média anual por fonte de geração dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 30.....	134
Tabela 39: Resultados da modelagem – cenários 30_S e 30_U.....	135
Tabela 40: Dados de déficit – Cenário 30_S e 30_U.....	136

Tabela 41: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 30_S.	136
Tabela 42: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 30_U.	136
Tabela 43: Resultados da modelagem – cenários 50_M.....	137
Tabela 44: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_50_M_R1.....	137
Tabela 45: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_50_M_R1.	138
Tabela 46: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_50_M_R2.....	138
Tabela 47: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_50_M_R2.	138
Tabela 48: Volume percentual dos reservatórios na região sul ao final de cada mês – Cenários 50_M.	141
Tabela 49: Vertimento mensal da geração eólica – Cenários PE_50_M.....	142
Tabela 50: Dados de déficit – Cenário 50_M.	143
Tabela 51: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 50_M_R1.	144
Tabela 52: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R2.	144
Tabela 53: Comparativo dos resultados dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 50.	145
Tabela 54: Comparativo da geração média anual por fonte de geração dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 50.....	145
Tabela 55: Resultados da modelagem – cenários 50_S e 50_U.....	146
Tabela 56: Dados de déficit – cenários 50_S e 50_U.....	147
Tabela 57: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 50_S.	147
Tabela 58: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 50_U.	147
Tabela 59: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_30_M_R1.B_30_M_R1.	150
Tabela 60: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_30_M_R1.	150

Tabela 61: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_30_M_R2.	151
Tabela 62: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_30_M_R2.	151
Tabela 63: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_50_M_R1.	152
Tabela 64: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_50_M_R1.	152
Tabela 65: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_50_M_R2.	153
Tabela 66: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_50_M_R2.	153
Tabela 67: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_30_M_R1.	154
Tabela 68: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_30_M_R1.	154
Tabela 69: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_30_M_R2.	155
Tabela 70: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_30_M_R2.	155
Tabela 71: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_50_M_R1.	156
Tabela 72: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_50_M_R1.	156
Tabela 73: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_50_M_R2.	156
Tabela 74: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_50_M_R2.	157
Tabela 75: Dados de reserva – Cenários 30_M.	158
Tabela 76: Dados de reserva – Cenários 50_M.	158
Tabela 77: Custo médio da geração.	160

Tabela 78: Dados de custo e geração do sistema para as horas de maior participação da geração eólica no atendimento à demanda.....	160
Tabela 79: Dados de geração por usina – Cenários 30_M_R1.	161
Tabela 80: Dados de geração por usina – Cenários 30_M_R2.	161
Tabela 81: Dados de geração por usina – Cenários 50_M_R1.	162
Tabela 82: Dados de geração por usina – Cenários 50_M_R2.	162
Tabela 83: Dados de sobrecarga do sistema de transmissão - Cenários de afluência média.....	164
Tabela 84: Dados de emissões – Cenários de afluência média.	165
Tabela 85: Dados comparativo dos casos com e sem restrições de transmissão.	166
Tabela 86: Dados de geração média anual por fonte de geração – Cenários com e sem restrição de transmissão.	167
Tabela 87: Dados de déficit – Cenários com e sem restrição de transmissão.....	168

SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ENA – Energia Natural Afluente

EOL – Usina Eólica

FC – Fator de Capacidade

GÁS CA – Usina Termoelétrica a Gás Natural por Ciclo Aberto

GÁS CC – Usina Termoelétrica a Gás Natural por Ciclo Combinado

GCI – Gerador de Combustão Interna

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

MSG – MESSAGE

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PROEOLICA – Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

REE – Reservatório Equivalente de Energia

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

TV – Térmica a Vapor

TVB – Usina Termoelétrica a Vapor com Biomassa

TVC – Usina Termoelétrica a Vapor com Carvão

TVO – Usina Termoelétrica a Vapor com Óleo

UFV – Usina Fotovoltaica

UHEfa – Usina Hidroelétrica a fio d'água

UHEr – Usina Hidroelétrica com reservatório

UTE NC_B – Usina Termoelétrica Não Centralizada por Biomassa

UTE NC_D – Usina Termoelétrica Não Centralizada por Diesel

UTN – Usina Termoelétrica Nuclear

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

As fontes renováveis vêm ganhando cada vez mais destaque nos sistemas elétricos mundiais e se tornando economicamente competitivas com as fontes tradicionais (IEA, 2015). Em 2015, 23,7% da energia elétrica mundial foi atendida por fontes renováveis, desses, 4,9% são de geração por fonte renovável variável, leia-se aqui eólica e solar fotovoltaica (Figura 1). Somadas, essas duas fontes ultrapassaram os 650 GW de capacidade instalada em 2015 (REN21, 2016). Analisando todas as fontes renováveis juntas, elas têm recebido mais investimento nos últimos anos (2008-2015), como pode ser destacado na Figura 2.

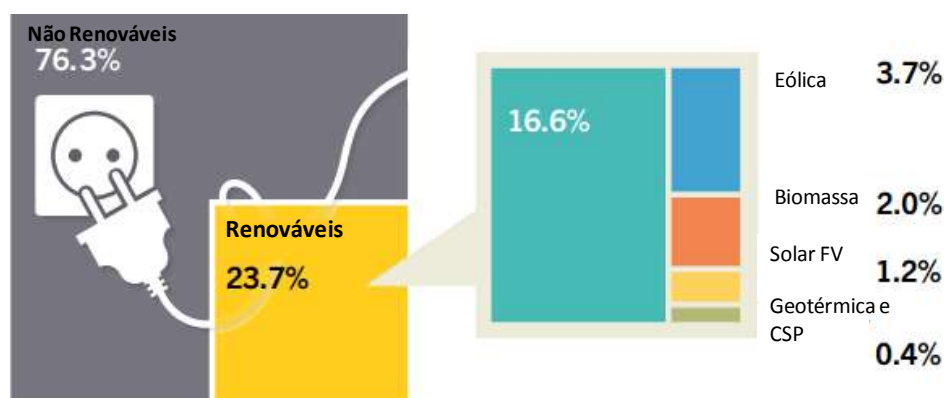


Figura 1: Estimativa de geração elétrica por fontes renováveis em 2015. Valores baseados na capacidade de geração das fontes renováveis.

Fonte: REN21 (2016) – Traduzido

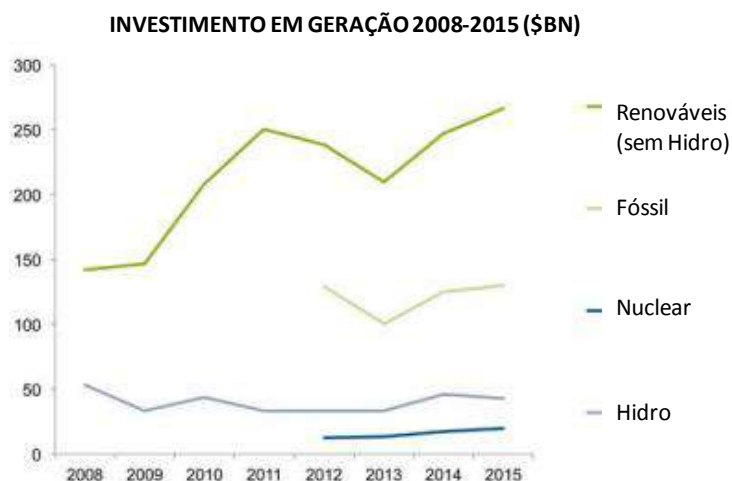


Figura 2: Investimento em geração elétrica.

Fonte: UNEP & BLOOMBERG (2016) - Traduzido

Pode-se dizer que estes números devem-se também ao reduzido fator de capacidade das fontes renováveis variáveis quando comparado às fontes tradicionais de geração por combustíveis fósseis. Para se gerar a mesma quantidade de energia através de fontes renováveis é preciso uma capacidade instalada superior ao que seria necessário caso estas fossem usinas termoeletricas. De qualquer forma, é inegável o crescimento destas tecnologias, e com o acordo de Paris espera-se que haja mais ações para reduzir as emissões dos gases do efeito estufa, provenientes das gerações termoeletricas (IEEFA, 2016) (IEA, 2013) (GWEC, 2014). A Figura 3 apresenta as previsões de quanto de potência de fontes variáveis deverá ser instalado no mundo ao longo dos próximos anos, enquanto a Tabela 1 mostra os valores para 2015.

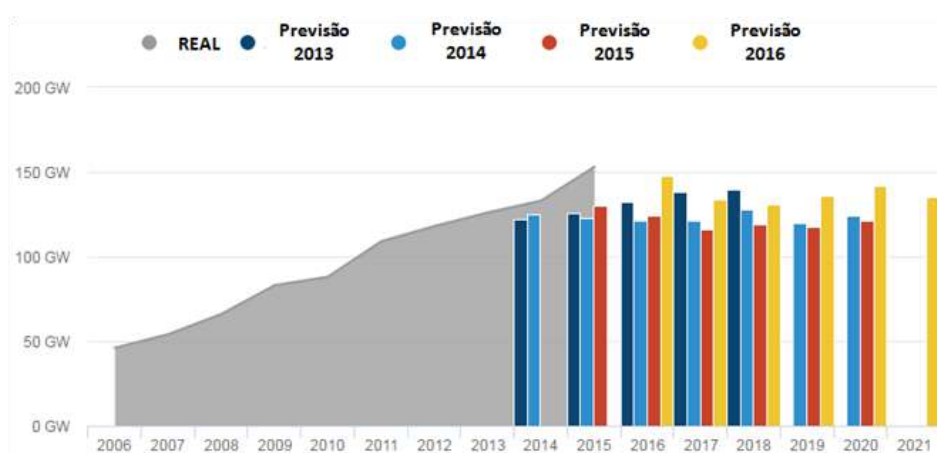


Figura 3: Previsão da adição de capacidade instalada de fontes renováveis.

Fonte: CARBON BRIEF (2016) – Traduzido

Tabela 1: Dados de fontes renováveis – 2015.

Tecnologia	Adição em 2015 (GW)	Total ao final de 2015 (GW)
Eólica	63	433
CSP (Heliotérmica)	0,42	4,8
Solar Fotovoltáica	50	227
Hidrelétrica	28	1.064
Geotérmica	0,3	13,2

Fonte: REN 21 (2016) – Elaboração Própria

Dentre as fontes renováveis, deve-se destacar as fontes variáveis eólica e solar, pois estas vêm aumentando sua participação na geração elétrica e ocupando um novo e maior espaço nesse setor (IEA, 2013a; IEA WIND, 2016), diferentemente das hidrelétricas, que já há muitos anos têm bastante importância na geração elétrica, e

grande participação em alguns locais, como Brasil, Noruega, Estados Unidos (IEA, 2013a; IEA, 2012).

No Brasil, a capacidade instalada de energia eólica integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2015 correspondia a 6.862 MW (ONS, 2015a), comparativamente a 2004, ano da implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA¹, esta capacidade era de 29 MW (EPE, 2016). A expansão prevista será ainda maior, segundo o Plano Decenal de Energia 2024 (PDE 2024). Para esse ano (2024) haverá uma capacidade instalada de centrais eólicas de 24.000 MW (EPE, 2015).

Com relação à geração solar fotovoltaica², o PDE 2024 prevê que a capacidade instalada alcance ao menos 6.000 MW³ (EPE, 2015). Contudo, apesar da realização, em 2014, do primeiro leilão voltado para fonte solar, onde foi habilitada a construção de quase 900 MW de potência (EPE, 2014), o panorama para esta tecnologia se mostra ainda incipiente, estando a atual capacidade instalada de usinas fotovoltaica próxima a 26 MW de potência (ANEEL, 2016).

Apesar de as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresentadas no PDE 2024, serem passíveis de questionamento devido a algumas premissas básicas consideradas, como a taxa de crescimento do PIB e o preço do barril do petróleo, este é um documento oficial do governo que serve como um indicativo inicial do cenário que o setor elétrico tende a seguir e no qual poderá se encontrar em dez anos.

Além disso, os valores apresentados para a energia solar podem ser considerados mais incertos visto que este setor ainda tem uma participação muito pequena no cenário nacional, buscando ainda a consolidação da indústria no país.

Destarte, fica claro que a participação eólica deverá ter um papel muito maior que a geração solar, com o percentual de capacidade instalada de geração elétrica proveniente de fontes eólicas podendo superar 10% da capacidade total em 2024 (EPE, 2015), ganhando importância no parque gerador nacional e influenciando cada vez mais o sistema hidrotérmico, seu planejamento, gestão e operação.

Tal cenário torna necessário e importante estudos sobre o impacto da entrada de fonte eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN), pois esta é uma fonte renovável variável

¹ Primeiro programa político voltado para fontes renováveis de geração elétrica, instituído pela Lei 10.438 de 2002, Decretos 4541 de 2002 e Decreto 5025 de 2004, entrando em prática nesse mesmo ano (DUTRA, 2007).

² O PDE 2024 não contempla centrais heliotérmicas.

³ Este valor não considera geração distribuída, apenas centralizada.

que não pode ser despachada, estando sempre dependente da disponibilidade do recurso natural que é incerto.

A indústria eólica e o aumento da importância desta fonte no grid ainda estão em evolução Brasil, mas em outros países a participação da energia dos ventos apresenta fundamental participação na geração de eletricidade (IEA WIND, 2016), tanto que em 2016 houve recorde do número de regiões que registraram momentos em que a demanda foi 100% atendida por fonte eólica (IEEFA, 2016). Isto ajudou a incentivar estudos sobre integração de fontes renováveis no sistema elétrico, que são por natureza variáveis e incertas.

Os impactos da fonte eólica nos sistemas elétricos estão relacionados aos seus aspectos econômicos e técnicos (EURELECTRIC, 2015). A geração por fontes renováveis variáveis apresenta baixo ou nenhum custo variável de geração, fazendo com que estas energias entrem no sistema sempre que estejam disponíveis e aptas. Devido a esse fato, é comum considerar essa geração como uma carga negativa, subtraindo-a da demanda, sendo o valor restante o que deve ser suprido pela geração convencional, chamado de carga da rede (IEA, 2014).

A variabilidade inerente à geração eólica é o principal desafio a sistemas elétricos, principalmente àqueles consolidados e sem crescimento. Contudo, a variabilidade da demanda fez com que os sistemas elétricos sejam aptos a absorver certos níveis de flutuações, com tal capacidade variando de sistema para sistema em função do mix de geradores, padrão da demanda e capacidade de interligação (POOLE, 2015).

Segundo IEA (2014), para até 5% de penetração de fontes variáveis (em geração de energia anual), em média, os efeitos de variabilidade no curto prazo (minutos a 24 horas) acrescentados não apresentam implicações para a rede. Este valor também é influenciado pelas características do sistema, inclusive regulatórias e de mercado, e pela correlação da geração com a demanda (IEA, 2014; EWEA, 2009).

Diversos estudos buscam entender e antecipar os impactos da introdução de fontes variáveis nos grids (BROUWER et al., 2014; KIVILUOMA et al., 2011; HOLTINEN, 2008; PIWKO et al., 2012). Nestes, é comum destacar-se um valor máximo de penetração eólica, de 20%⁴ comumente (geração anual de energia), como uma capacidade máxima que os sistemas atuais conseguiriam absorver sem grandes

⁴ O leitor deve atentar-se para a diferença de ambos os percentuais citados. Os 5% é o valor a partir do qual o sistema começa a perceber a entrada de fontes variáveis, enquanto o 20% seria um valor máximo em que a maioria dos sistemas consegue suportar os efeitos da geração renovável sem grandes mudanças estruturais e custos moderados. Vale ressaltar mais uma vez que tais valores não são regras e variam dependendo do sistema.

mudanças estruturais e com custos moderados (BROUWER et al., 2014; HOLTINEN, 2008; MILLIGAN et al., 2009).

Essa limitação advém das características das fontes renováveis de energia (eólica, solar, das marés), como a variabilidade, a dificuldade em se prever sua geração e prover serviços ancilares ao sistema.

Com isso surgem impactos relacionados ao balanceamento da geração com a demanda, de remuneração e uso das outras fontes de geração, problemas de controle de frequência e voltagem, oferta de energia reativa (SANDHU & THAKUR, 2014; SAQIB & SALEEM, 2015), capacidade de *fault ride through*⁵ (SAQIB & SALEEM, 2015), necessidade de aumento nas reservas do sistema elétrico (BROUWER et al., 2014) maior flexibilidade de geração (DENHOLM & HAND, 2011) e investimento em transmissão, ocorrendo muitas vezes pela tendência do recurso natural estar concentrado geograficamente e distante dos centros de carga (HOLTINEN, 2008). Além do desperdício de energia devido aos momentos em que é possível gerar mas não há demanda para absorver a energia (BROUWER et al., 2014).

Outro impacto é a redução da eficiência da geração termoeletrica por haver a necessidade destas ciclar com maior frequência, operando a cargas parciais, ligando e desligando mais vezes, e fazendo rampas⁶ por mais tempo (DENHOLM & HAND, 2011) (NREL, 2012) (EURELECTRIC, 2015).

Há ainda efeitos econômicos da penetração de fontes variáveis no grid, relativos principalmente ao seu baixo custo variável de operação, como o efeito de ordem de mérito (NICOLSI, 2012). Associado à sua ocorrência está o efeito de uso, que ocorre quando usinas com maior custo variável marginal são despachadas cada vez menos, reduzindo seus fatores de capacidade (EDMUNDS et al., 2015). Com o tempo estas usinas, com alto custo de operação, são substituídas por outras mais propícias a gerar com menores fatores de capacidade, podendo levar a uma alteração do mix ótimo do tipo de capacidade instalada (NICOLSI, 2012; IEA, 2014).

Diversos estudos abordam os impactos e os custos associados para os grids de determinados países onde a penetração de energia renovável, principalmente eólica, vem ocorrendo. Alguns exemplos com enfoque diversos são citados na sequência. EDMUNDS et al. (2015) e MORENO (2011) estudam o futuro regime de operação das usinas termoeletricas em um cenário com aumento da geração de energia eólica na

⁵ Capacidade de o gerador se manter conectado ao sistema elétrico em casos de quedas nos valores de tensão especificados (SAQIB & SALEEM, 2015).

⁶ Situações em que o gerador está aumentando ou reduzindo sua geração.

Grã-Bretanha e na Espanha, respectivamente. Mc GARRIGLE et. al. (2013) propuseram-se a estimar o quanto de energia eólica deixará de ser gerado na Irlanda em 2020 devido a três fatores: entrada de usinas eólicas offshore, limite máximo de geração assíncrona em relação à demanda e limites técnicos de transmissão. PESCH et al. (2014) questionam a capacidade de o sistema de transmissão alemão possibilitar o escoamento da energia gerada por fontes renováveis variáveis. LUND et al. (2013) buscaram entender como a geração eólica influencia a dinâmica de exportação de energia e se os incentivos a ela afetam o preço da eletricidade. TAO et. al. (2012) exploram como a entrada de energia eólica impacta os preços no mercado de energia do Texas (Electric Reliability Council of Texas – ERCOT) e como a mudança de um mercado por zona para um mercado nodal altera esta situação. Por fim CHANG et. al. (2013) analisaram a capacidade da energia hidrelétrica absorver a variabilidade de geração das fontes renováveis variáveis na Califórnia, e mostram como alterar o despacho da geração hídrica pode aumentar o nível de penetração de energia solar e eólica.

As conclusões de grande parte das referências utilizadas chegam ao consenso de que o aumento da flexibilidade do sistema pode garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia mesmo para altos percentuais de penetração de renováveis.

Estudos que abordam as fontes renováveis sob uma ótica nacional também vêm sendo realizados. SILVA (2006) em seu trabalho, com foco na energia eólica, vai desde o entendimento da conformação da matriz elétrica nacional, passando pelos fatores que levaram ao início do investimento em fontes renováveis, e por fim tratando das barreiras à implantação de usinas eólicas.

FERREIRA (2008) também abordou a questão das dificuldades da expansão do parque eólico no Brasil, englobando questões econômicas, ambientais e regulatórias, com um amplo debate sobre as políticas públicas voltadas para o setor. DUTRA (2007) em seu trabalho focou na análise do PROINFA e em estudar, a partir de uma análise teórica de políticas internacionais, possíveis sugestões e estratégias para a segunda fase do programa de expansão da geração eólica em função do objetivo desejado.

Uma análise financeira sobre as usinas eólicas foi realizada por MELO (2012), envolvendo os riscos associados aos projetos, os instrumentos para mitiga-los e a relação investidor-financiador.

NOGUEIRA (2011) analisa as perspectivas da indústria eólica num momento onde ela começara a se mostrar competitiva no Brasil, buscando entender os elementos

propulsores para o repentino sucesso e propondo medidas para que tal feito prosseguisse no longo prazo. O estudo descreve que tal situação ocorreu não somente pelos fatores internos do setor elétrico, mas que diversas conjunturas externas levaram à expansão além do previsto.

Realizando uma análise dos possíveis impactos de mudanças climáticas globais na geração eólica, LUCENA et al. (2010), através do uso de um modelo de circulação atmosférica global, chegam a resultados animadores para o setor, que não seria afetado negativamente por mudanças climáticas.

BORBA (2011) em seu trabalho propõe uma análise diferente das apresentadas acima. Ele busca entender como poderia ser a sinergia da energia renovável com a penetração de veículos elétricos. RISCOTI (2011) disserta sobre os benefícios e vantagens de se introduzir a fonte eólica no sistema hidrotérmico nacional, fazendo uma comparação desta com termoeletricas convencionais.

CAVADOS (2015) estuda a entrada de fonte eólica no sistema, a necessidade por flexibilidade e o possível papel do gás natural para provê-la. A partir da utilização de um modelo de despacho, ele busca através da simulação de cenários, analisar os impactos na confiabilidade, segurança e modicidade tarifária do sistema elétrico, com maior enfoque na região nordeste.

Todos os estudos nacionais buscam compreender como experiências externas podem ajudar no desenvolvimento do caso brasileiro, tomando-os como exemplo e não como espelho.

Os estudos citados contribuíram de alguma forma para elaboração do presente trabalho. Contudo, deve-se destacar os trabalhos de CHIODI et. al. (2011) e DEANE et. al. (2012), que foram adotados como base para a metodologia dessa dissertação. Neles foi realizado um *soft-link* entre um modelo de expansão energética e um modelo de operação. Esse estudo fez uso de método similar à técnica citada para que assim fosse definido o mix de tecnologias de geração do sistema para cada caso.

1.2 Objetivo

Destarte o cenário apresentado, esse estudo busca contribuir para o esclarecimento dos impactos que a penetração eólica pode causar no sistema elétrico brasileiro, em específico no sul do país. Buscou-se compreender a presença e a intensidade dos principais impactos citados, dentre eles o efeito de balanceamento, o efeito de uso, o efeito de ordem de mérito, os impactos sobre a capacidade de transmissão, a redução

das emissões e como diferentes abordagens sobre a reserva podem mitigar esses impactos.

Para se alcançar esses objetivos o estudo realizará a simulação da operação do subsistema elétrico do sul do país a partir de um modelo de despacho Plexos. Ademais o trabalho aproveitou-se de simulações realizadas em um modelo de expansão, utilizando seus resultados como dados de entrada para o modelo de operação. Assim foi possível também avaliar se os resultados de expansão do modelo energéticos são validados por um modelo de operação, visto que o modelo energético desconsidera alguns parâmetros da operação do sistema.

No Brasil a geração eólica concentra-se nas regiões nordeste e sul, com maior destaque para a primeira. Na região sul, as instalações eólicas se concentram nos estados do Rio Grande do Sul (RS) e de Santa Catarina (SC), com amplo destaque para o primeiro, que em dezembro de 2015 apresentava um capacidade instalada de quase 1.500 MW contra pouco mais de 200 MW no segundo (ONS, 2015). Além disso, no curto prazo (usinas em construção ou energia contratada) há mais 500 MW para entrarem em operação no Rio Grande do Sul contra nenhum em Santa Catarina.

Os números no Sul ainda não são tão grandes quanto os da região nordeste, o que faz com que boa parte dos estudos nacionais tenham enfoque sobre o nordeste e ignorem o potencial do sul.

Entretanto, prova da possibilidade de expansão da energia eólica no sul é o Atlas Eólico do RS, que indica uma potencial instalável de 102 GW para locais com velocidades médias de vento iguais ou superiores a sete metros por segundo (AGDI, 2014). O Atlas do Paraná, para as mesmas condições acima citadas, indica um potencial de 3.375 MW (COPEL, 2007), que pode estar subdimensionado, dado que o estudo é de 2007 e diversos avanços tecnológicos ocorreram desde então, enquanto o potencial local praticamente não foi explorado. Não foi encontrado um atlas sobre o potencial eólico de SC, mas NETO et al. (2004) estimam uma capacidade de geração anual de 3.700 GWh, que provavelmente também se apresentaria defasada frente a realização de um estudo mais atual.

Estudar o Subsistema Sul se mostra uma boa alternativa para o objetivo, visto que há capacidade de expansão suficiente para que se atinjam grandes níveis de penetração. Além disso, a grande capacidade instalada de energia hidráulica traz uma nova dimensão de análise ao tema, quase sempre voltado a sistemas de base térmica e aos impactos causados a ele.

Primeiramente, realizou-se a validação do modelo de operação para o subsistema elétrico do sul para o ano de 2015. Em seguida, dois estudos de caso foram realizados, para 2030 e 2050, em que se compararam dois cenários principais para cada um dos anos em análise. Um dos cenários teve como pressuposto uma forte penetração eólica, em que 50% da energia deveria ser atendida por essa fonte. O outro cenário, chamado de linha de base, foi usado como parâmetro para comparações. Além disso, foram ainda simulados casos de sensibilidade para as afluições aos reservatórios e para as usinas que deveriam prover reserva ao sistema.

Dessa forma, espera-se que esse trabalho possa antecipar os impactos que possam vir a ocorrer devido ao aumento da geração eólica, auxiliando no planejamento da expansão e gestão do sistema num futuro não tão próximo mas possível.

Esse trabalho carrega consigo alguma dificuldade, entre elas a modelagem do sistema em estudo. A simulação do sistema elétrico brasileiro por si só é um desafio, dada as peculiares características do sistema. A busca por compreender um dos sistemas de forma isolada é um desafio a mais. Tal dificuldade foi percebida no trabalho de AZEVEDO (2012), que não conseguiu alcançar resultados que embasassem conclusões satisfatórias.

Ainda assim, esse estudo têm algumas características únicas, como a consideração do atendimento da demanda por centro de carga, a realização dos resultados do modelo energético como dados de entrada para o modelo de operação, e a consideração de diversos aspectos técnicos operativos das diferentes tecnologias de geração.

A dissertação está organizada em mais sete capítulos além desse. O capítulo 2 disserta sobre os sistemas elétricos de potência como um todo e seus principais elementos. O capítulo 3 apresenta o sistema elétrico brasileiro e suas particularidades, tratando brevemente da evolução da capacidade eólica e sobre o subsistema elétrico do sul. O capítulo seguinte (4) aborda os principais impactos da penetração da energia eólica em sistemas elétricos. O capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada nesta dissertação para a montagem dos estudos de caso. O capítulo 6 apresenta os resultados obtidos e faz uma análise sobre os aspectos gerais de cada cenário. O capítulo 7 é aquele em que são realizadas as análises relativas especificamente aos objetivos deste estudo, tratando dos impactos da penetração eólica e da avaliação da interação entre os modelos. O último capítulo (8) resume as conclusões do estudo, apresenta suas principais limitações e recomendações para trabalhos futuros.

2. SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 Principais Características

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são formados por diferentes atividades que se integram verticalmente. Estas normalmente são classificadas como:

- Geração;
- Transmissão⁷;
- Distribuição.

A geração consiste basicamente na transformação da energia primária em energia elétrica formada majoritariamente por geradores síncronos. A transmissão tem a tarefa de conectar as centrais geradoras aos principais centros de carga da rede, este pode ser entendido como as regiões aglomeradas do consumo de eletricidade. Por fim a distribuição deve levar a energia até cada consumidor individualmente.

Kundur (1993) destaca que este sistema deve manter algumas condições para manter sua melhor operacionabilidade, dentre estas estão:

- A necessidade de manter o constante e instantâneo atendimento da carga de demanda;
- A necessidade de manter a qualidade da potência fornecida que deve seguir alguns parâmetros como:
 - Frequência constante;
 - Voltagem constante;
 - Nível de confiabilidade.
- Entregar potência ao menor custo econômico;

O primeiro item diz respeito à variabilidade e incerteza da demanda o que cria um desafio para o sistema, contudo há certos padrões de variação da carga que tornam o problema mais previsível. No intervalo de minutos a carga se mantém praticamente constante, o que possibilita considerar o sistema em estado estável para esses pequenos intervalos de tempo (ELGERED, 1976). É preciso ainda citar que toda a carga consome potência reativa⁸ e esta deve também ser atendida (ELGERED, 1976).

⁷ Alguns autores preferem inserir a subtransmissão como uma atividade extra nessa cadeia, tendo ela a função de transmitir a energia, em tensões inferiores a transmissão e em blocos para as redes de distribuição (FUCHS, 1977), contudo neste estudo ela será considerada parte da transmissão.

⁸ Potência reativa é a potência armazenada em circuitos alternados, devido à expansão e colapso dos campos magnéticos e eletrostáticos (DOE, 1992). Ela é necessária para que a potência ativa realize

O balanceamento da oferta e demanda de potência e dos valores nominais do sistema se faz importante para a rede de forma a garantir a segurança e a estabilidade. Esta última é definida como a capacidade de um SEP, a partir de um estado de operação inicial, reencontrar um novo estado de equilíbrio, após ter sido submetido a algum distúrbio (KUNDUR, 2004).

O controle da frequência é importante para motores de corrente alternada, para medições de carga da rede e melhor controle do sistema. A alteração da frequência ocorre normalmente devido à variação da carga de potência ativa⁹ que, apesar de apresentar certa previsibilidade, conforme mencionado, tem ainda um fator randômico que impossibilita o perfeito ajuste da quantidade de potência oferecida pelos geradores e a carga demandada (KUNDUR, 2004). Este desbalanceamento é compensado pelo torque mecânico dos geradores síncronos, ou seja, pela energia cinética das massas girantes, causando assim uma variação na velocidade de rotação o que resulta na alteração da frequência (MEIER, 2006).

De forma análoga à relação frequência-potência ativa, o controle da magnitude da voltagem está relacionado com a manutenção da oferta e consumo de energia reativa (MEIER, 2006). É comum que o nível de tensão do sistema se reduza nos períodos de pico de demanda, para contornar esta situação são adicionados equipamentos que possam prover energia reativa para o sistema, normalmente capacitores em derivação (ELGERED, 1976). Contudo, esta solução faz com o que os períodos de baixa carga de demanda tendam a gerar um aumento na voltagem devido ao excesso de energia reativa na rede, neste caso o balanceamento da voltagem é realizado por equipamentos que consomem energia reativa como reatores (indutores) em derivação¹⁰ (ELGERED, 1976).

A manutenção de valores estáveis de voltagem é importante porque a maioria dos equipamentos são projetados para funcionarem sob determinados intervalos de tensão, o não atendimento destes padrões resulta na perda de performance e tempo de vida útil desses equipamentos (ELGERED, 1976). Entretanto é importante notar que a necessidade de regular a tensão não é tão estrita quanto no caso da frequência (ELGERED, 1976).

trabalho, pois é responsável pela criação de fluxo magnético nas bobinas de equipamentos possibilitando a rotação dos eixos dos rotores (COSERN, 2011)

⁹ Potência que realiza trabalho e é consumida por cargas resistivas (DOE, 1992).

¹⁰ Outros equipamentos que desempenham essa função são tapes de transformadores (ALBUQUERQUE, 2002) compensadores estáticos (MELO, 2009) e compensadores síncronos (SOUZA, 2003) (RAGNEV, 2005).

Há ainda a estabilidade do ângulo do rotor, que está relacionada à capacidade de as máquinas síncronas do SEP se manterem sincronizadas depois de uma perturbação (BARBOSA, 2013). Esta sendo dependente da capacidade de se manter e/ou restaurar o equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético das máquinas do sistema. A instabilidade usualmente decorre do aumento das oscilações para alguns geradores, aumentando o ângulo do rotor e levando-os a perda de sincronismo (PILCCO, 2011). A Figura 4 apresenta os diferentes tipos de estabilidade.

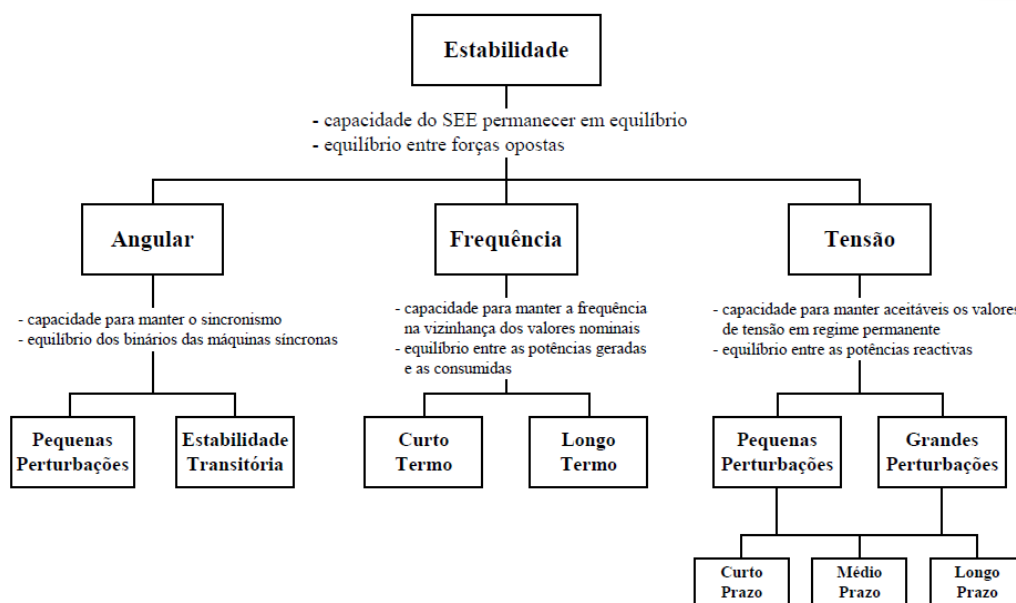


Figura 4: Classificação dos diferentes tipos de estabilidade no SEP.

Fonte: BARBOSA (2013)

A operação do sistema, objetivando a maior eficiência e confiabilidade possível, faz uso de mecanismo de controle de forma a manter a estabilidade dos valores nominais de frequência e voltagem na rede. Sob condições normais, o sistema de controle busca manter os sistema operando na forma mais eficiência possível, com valores de tensão e frequência próximos aos nominais. Entretanto, em condições anormais a finalidade passa a ser reestabelecer o sistema às suas condições normais de operação, o mais rápido possível (LOPES, 2008).

O balanceamento do sistema resultado da extração de energia da massa girante dos geradores é denominado regulação própria e pode levar o sistema de volta ao estado de equilíbrio, visto que as cargas se alteram de forma direta com a frequência (um aumento/redução na frequência gera um aumento/redução na carga) (La GATTA, 2012). Contudo esta capacidade é pequena e só ocorre caso se desconsidere os controladores de velocidade responsáveis pela regulação primária (La GATTA, 2012).

A regulação primária é realizada através de reguladores de velocidade da turbina que atuam no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade. Quando a velocidade se distancia da velocidade de referência, faz uso da relação frequência-velocidade para manter a rotação em seu nível nominal, alterando a geração de potência ativa para que esta volte a combinar com a carga de demanda (PACCINI, 2009) (La GATTA, 2012).

Em relação à tensão, os geradores têm um controlador que atua na excitação da máquina com o propósito de regular a tensão, controlando assim o fluxo de potência reativa da rede, este mecanismo é também considerado como integrante da regulação primária (COSTA, 2012).

A segunda etapa de controle, denominada regulação secundária ou complementar, mais conhecida como Controle Automático de Geração (CAG), objetiva retornar e manter a frequência do sistema em seu valor nominal através do ajuste da potência mecânica e da velocidade de rotação das turbinas. (NASCIMENTO, 2012) (COSTA et. al., 2003). Esse sistema é também responsável pelo controle dos fluxos de intercâmbio entre as diferentes áreas de controle¹¹ (PACCINI, 2009). O CAG é um sistema de controle centralizado em que os sinais são emitidos para os geradores selecionados.

A Figura 5 apresenta esquematicamente a relação de controle dos geradores síncronos:

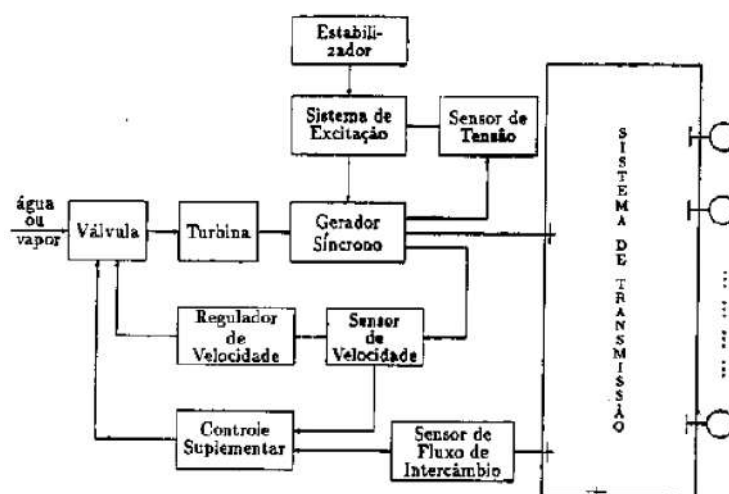


Figura 5: Principais malhas e controles que envolvem a manutenção da estabilidade do sistema por um gerador síncrono.

Fonte: COSTA e SILVA (2000)

¹¹ Área de controle é a parte de um SEP na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de carga contidas nesta parte do sistema (VIEIRA FILHO, 1984).

As operações de controle primário e secundário fazem parte dos serviços denominados como ancilares. Serviços ancilares não têm uma definição única e explícita, mas podem ser considerados como as atividades necessárias à manutenção da operação segura e confiável e da oferta de energia do sistema (GOMES, 2003) (SOUSA, 2006) (MANSO, 2010) (INEE, 2006). Engloba, além dos controles citados, os serviços de suporte de reativos, suprimento de perdas, reserva do sistema, capacidade de restauração autônoma (*black start*) e sistema especial de proteção (ANEEL, 2003).

No Brasil as operações de controle e a manutenção da estabilidade do sistema são funções do Operador Nacional do Sistema (ONS), as atividades são realizadas pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS)¹², sendo este responsável por garantir os níveis de frequência e tensão conforme os padrões desejados (BERNARDO, 2000).

MONTICELLI (1983) destaca três grupos de funções às quais podem ser divididas as atividades dos centros operadores:

- Controle da Geração:

Regular a frequência e os intercâmbios de energia, a alocação da geração considerando os requisitos de operação e confiabilidade da geração e buscando o menor custo possível. Fazem parte desse grupo as atividades de CAG descritas acima e a definição do despacho econômico.

- Sistema Supervisório – *Supervisory Control and Data Aquisition* (SCADA):

Obtenção de informações sobre o estado do sistema, que são processadas no centro de controle. Pode ser considerada uma etapa anterior às atividades do grupo de operação em tempo real.

- Operação em Tempo Real:

Extensão do sistema SCADA e permite a execução de funções relacionadas com a segurança do sistema. Este último item está, assim como o controle da geração, diretamente relacionado à estabilidade do sistema

O sistema elétrico, para que possa ser considerado em estado estacionário, deve atender as restrições de carga, de operação e de segurança. As restrições de carga representam as injeções de potência ativa na geração e de potência ativa e reativa nas barras de carga. As restrições de operação consideram os limites impostos aos

¹² Há também centros regionais que controlam a operação de cada subsistema (ONS, 2016).

fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores, às magnitudes das tensões nas barras e às inserções de potência reativa na geração. As restrições de segurança estão relacionadas com um conjunto de contingências possíveis no sistema como perda de linhas, geradores, capacitores, reatores e qualquer outro equipamento responsável pela manutenção da operação do sistema em seu estado ótimo (BORGES e ALVES, 2010).

A Figura 6 exemplifica estas restrições em equações, onde “g” e “h” são funções vetoriais das variáveis de estado “x”, enquanto “s” é uma função vetorial de todas as restrições de carga e operação para cada uma das contingências consideradas.

Restrições de Carga	$g(x) = 0$
Restrições de Operação	$h(x) \leq 0$
Restrições de Segurança	$s(x) \leq 0$

Figura 6: Equações de fluxo de carga que representam o conjunto de restrições de carga de um sistema.

Fonte: MONTICELLI (1983)

A partir do atendimento ou não dessas restrições é usual considerar quatro estados de operação do sistema elétrico: o estado normal-seguro, normal de alerta, emergência e restaurativo.

O estado normal é aquele na qual as restrições de carga e operação estão sendo satisfeitas, o estado normal-seguro ocorre quando, além das restrições de operação e carga, as de segurança também são atendidas, o que garante a permanência do sistema no estado normal para a ocorrência de qualquer contingência. No caso de as restrições de segurança não estarem sendo satisfeitas diz-se que o sistema está no estado normal de alerta. (COSTA e SALGADO, 2001).

Quando há o atendimento das restrições de carga, mas sem que o mesmo ocorra para as restrições de operação, o sistema estará em estado de emergência. A eliminação desta emergência ocorre pelo desligamento de parte do sistema, assim as restrições operacionais voltam a ser atendidas, porém à custa das restrições de carga, visto que não há mais o fornecimento de energia para toda a carga demandada (BERNARDO, 2000) (MONTICELLI, 1983). A Figura 7 apresenta esquematicamente como um sistema pode alternar de um estado a outro e as medidas necessárias para que isso ocorra.

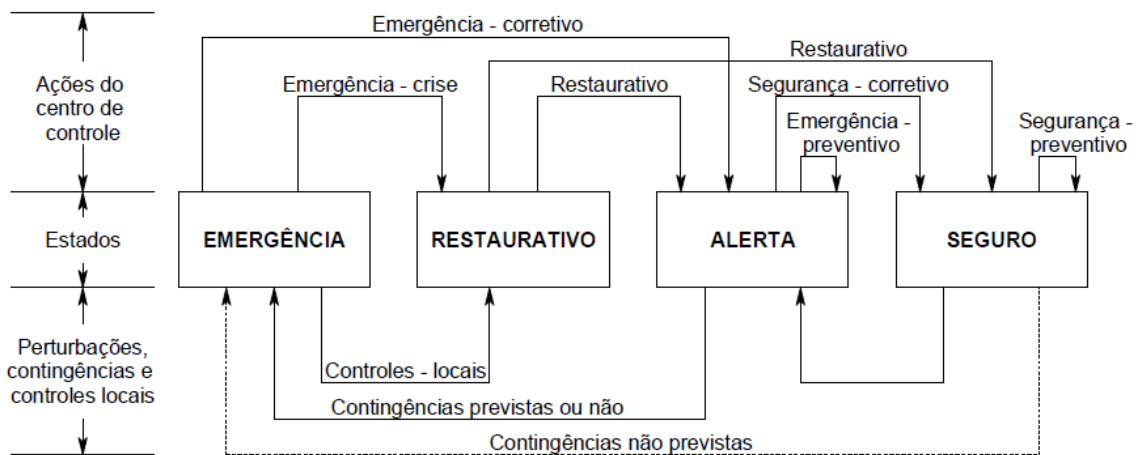


Figura 7: Possíveis estados do sistema e transição entre eles.

Fonte: BORGES e ALVES (2010)

2.2 Máquinas Síncronas e Assíncronas

Anteriormente, as máquinas síncronas foram mencionadas como responsáveis pela maior parte da energia gerada nos atuais SEP's. De fato, a geração termoeletrônica e a hidráulica utilizam esta tecnologia para geração. Destarte a manutenção do sincronismo destas se torna importante entre as atividades relacionadas à estabilidade do sistema.

O gerador é denominado síncrono porque seu rotor deve girar com a mesma frequência da rede de forma a manter uma velocidade fixa (SPAMER, 2009). O rotor é a parte da máquina que gira dentro do estator, sobre seu eixo é aplicada a força mecânica responsável por essa rotação (ARAUJO, 2011), seus enrolamentos, também chamados de enrolamentos de campo (doravante denominado campo), são alimentados (excitados) com corrente contínua¹³ (STEVENSON, 1986).

O estator ou armadura é a parte estacionária do gerador, em suas ranhuras longitudinais estão localizadas as bobinas do enrolamento da armadura, que normalmente operam sob tensões muito superiores às do campo, e necessitam de mais espaço para isolamento e também de maior resistência mecânica dado as altas correntes transitórias às quais estão sujeitas (KUNDUR, 1993).

A Figura 8 apresenta o diagrama esquemático de um gerador síncrono trifásico, onde observa-se as estruturas acima mencionadas, com destaque para os enrolamentos da armadura dispostos com um intervalo de 120 graus entre eles.

¹³ Esta corrente é fornecida por excitatrizes (ARAUJO, 2011).

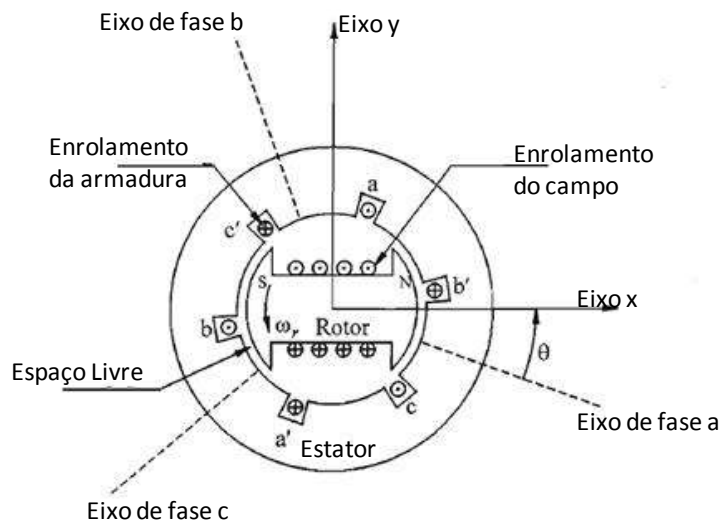


Figura 8: Diagrama esquemático de uma máquina síncrona trifásica.

Fonte: KUNDUR (1993) - Traduzido

Assim, pode-se intuir que dois itens são responsáveis pelo controle do gerador, a corrente de entrada do campo e a força mecânica fornecida ao rotor. A variação desses parâmetros altera os valores das quatro variáveis de saída do gerador para o sistema, a potência ativa, a potência reativa, a frequência e a voltagem, sendo a grandeza da variabilidade atrelada à robustez do sistema (ELGERD, 1976). A potência ativa e a frequência variam mais em função do torque, enquanto a corrente de excitação apresenta maior relação com a tensão e a potência reativa.

Como a estabilidade de um SEP está fortemente relacionada com o fato de as máquinas síncronas manterem o sincronismo durante situações transitórias criadas por distúrbios na rede (PORTUGAL, 2007), o ajuste dos parâmetros de entrada torna-se importante, devendo manter tanto a frequência, quanto a voltagem (módulo e fase) em sincronia com o sistema (ELGERD, 1976).

Outro tipo de gerador é o chamado gerador assíncrono ou gerador de indução, também formado basicamente pelo rotor (parte móvel) e pelo estator (parte fixa) (NUNES, 2011) (Figura 9). Apresenta esse nome porque correntes alternadas fornecidas ao estator induzem corrente ao rotor gerando um campo magnético que faz o rotor girar a velocidade superior à velocidade de sincronismo¹⁴ (HOMRICH, 2013).

¹⁴ A diferença de velocidade entre a velocidade síncrona a velocidade de rotação do rotor dá-se o nome de escorregamento (HOMRICH, 2013).

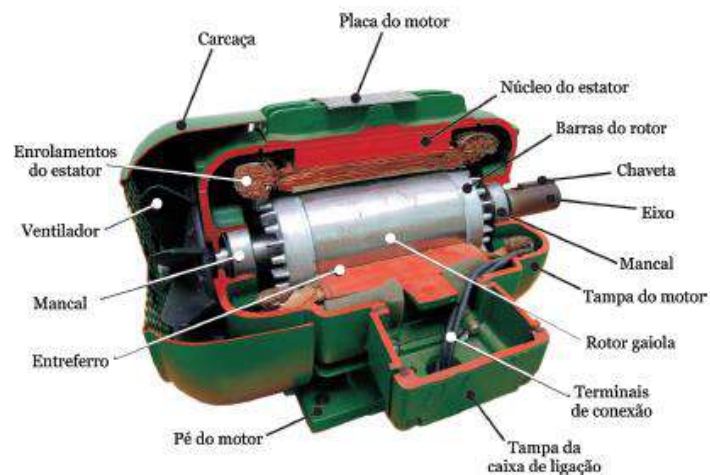


Figura 9: Aspecto construtivo de motores de indução trifásicos.

Fonte: ELEKTRO (2012)

A aplicação destas máquinas para geração elétrica tornou-se mais adequada a partir do desenvolvimento da eletrônica de potência, que possibilitou o uso de conversores de frequência para controle da excitação do campo do rotor (KUNZLER JUNIOR, 2006)

Estes tipos de motores necessitam da injeção de potência reativa para estabelecimento do campo magnético, esta sendo provida pela rede ou por capacitores (HOMRICH, 2013). Podem ser construídos de duas maneiras, com o rotor bobinado, onde o rotor apresenta enrolamentos trifásicos, ou com o rotor curto-circuitado (rotor de gaiola), no qual o enrolamento é formado por barras condutoras paralelas sobre superfícies cilíndricas (NUNES, 2011).

A Figura 10 apresenta o fluxo de potência de um gerador assíncrono, onde a partir da energia mecânica e da energia reativa, subtraindo as perdas (perdas rotacionais (P_{rot}), perdas por efeito Joule no cobre (P_{cuc} e P_{cur}) e perdas no núcleo (P_{fe})) (NASCIMENTO, 2000).

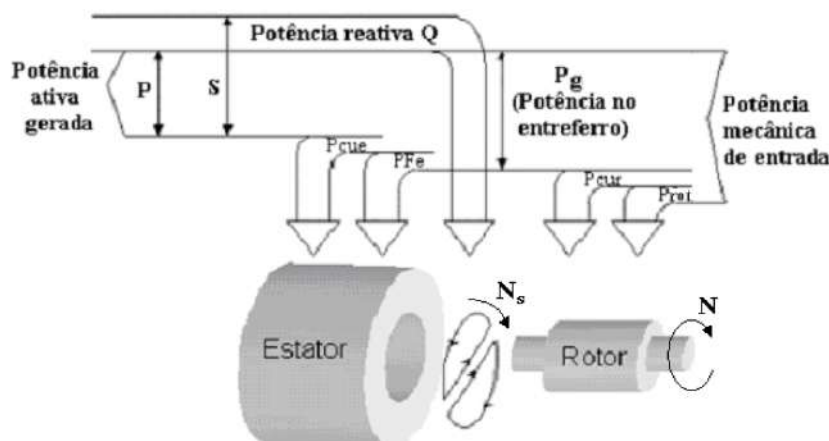


Figura 10: Fluxo de potência no gerador de indução.

Fonte: NASCIMENTO (2000).

Os geradores síncronos respondem pela grande maioria da geração elétrica de grande porte em sistemas elétricos, entres os motivos estão o maior controle do fluxo de potencia reativa e voltagem, à sua capacidade de suportar queda de corrente em sistemas trifásicos, às suas menores perdas comparadas aos geradores de indução que consomem energia reativa e apresentam maiores problemas de instabilidade de tensão (BURTON, 2001).

2.3 Aspectos Técnicos da Geração Eólica

A energia cinética dos ventos foi utilizada pela primeira vez para a geração elétrica no fim do século XIX, através de um grande moinho de vento com muitas pás e pequena velocidade de rotação (SILVA, 2008) (BRUM, 2014). Desde então essa fonte vêm evoluindo.

A partir da década de 90, o investimento em geração eólica começou a crescer, se consolidando como uma importante fonte no século XXI (IEEFA, 2016) (IEA, 2013). Dentre alguns dos fatores frequentemente apontados como possíveis desencadeadores do aumento dessa fonte estão: o preço dos combustíveis fósseis, sua importância no *grid*, lobby das indústrias, dependência de importação de energia, a renda do país, políticas públicas, compromissos climáticos, pressão da sociedade, busca por segurança energética, potencial geográfico para as fontes renováveis e o compromisso contínuo com o desenvolvimento das fontes renováveis (AGUIRRE & IBIKUNLE, 2014) (MARQUES et. al, 2010).

Independente das forças motrizes responsáveis pela fagulha do desenvolvimento da tecnologia eólica, fato é que esta ocorreu e com o passar dos anos houve também uma evolução tecnológica dessa fonte. Por exemplo, a percepção de que um menor

número de pás possibilitaria uma maior velocidade de rotação melhorando a eficiência do aproveitamento elétrico (MARQUES, 2004). O aumento do tamanho das turbinas, buscando um maior potencial de geração, também é uma tendência (SILVA, 2008).

Os aerogeradores, antes tido como mecanismos simples, evoluíram e apresentam uma estrutura mais complexa que possibilita uma geração elétrica mais eficiente (SILVA, 2008) (MARQUES, 2004).

Um aerogerador de eixo horizontal¹⁵ é composto de turbina (pás, eixo e cubo), gerador, nacele, multiplicador e a torre (Figura 11) (DUTRA, 2009). Na turbina há a conversão da energia cinética eólica em energia mecânica, o gerador por sua vez transforma a energia mecânica em energia elétrica, a nacele é a carcaça que envolve o gerador, o multiplicador faz a transmissão da energia mecânica do eixo do rotor para o gerador¹⁶, por fim a torre fornece sustentação e altura à estrutura (DUTRA, 2009).

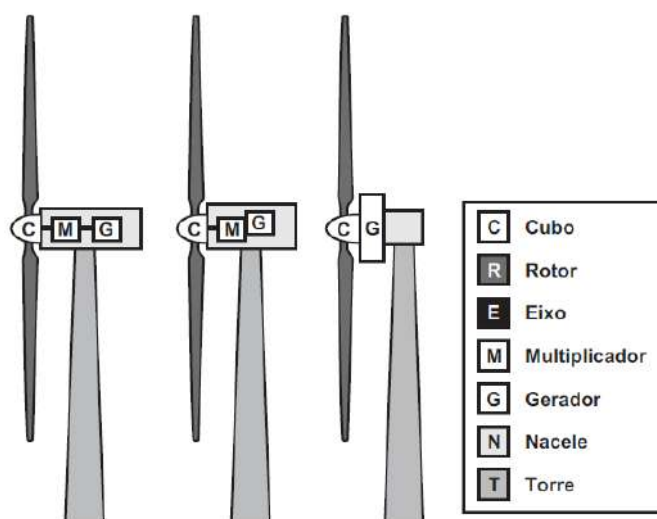


Figura 11: Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.

Fonte: DUTRA (2009)

.As turbinas podem ser classificadas de acordo com seu aproveitamento em relação à incidência dos ventos, em *downwind* ou *upwind*. No primeiro caso o vento incide por trás da turbina eólica, enquanto no segundo este ocorre frontalmente (MARQUES, 2004). As turbinas *upwind* têm as desvantagens de necessitarem de mecanismo de orientação direcional e as pulsações de torque causadas na turbina quando as pás passam pelas torres (BURTON, 2001). Em contrapartida a torre deixa de ser um obstáculo para o vento e elas não apresentam os distúrbios das turbinas *downwind*, não

¹⁵ A turbina eólica pode assumir também a posição vertical, os chamados rotores de eixo vertical. Contudo, estas não se provaram economicamente viáveis (BURTON, 2001) (BONIFÁCIO, 2016) sendo pouco usadas atualmente (SILVA, 2008) (SILVA, 2013).

¹⁶ Há aerogeradores de acoplamento direto entre a turbina e o gerador, estes não necessitam de sistema de transmissão (multiplicador) (SILVA, 2008).

gerando ruídos, o que faz com que a maioria das turbinas tenham varredura frontal (BURTON, 2001).

Em relação às turbinas estas podem ser classificadas ainda como de arraste (onde o vento empurra as pás forçando a rotação do rotor) e de sustentação mais comumente utilizadas (CUSTÓDIO, 2013). Nesta última há o aproveitamento da força de empuxo do vento e as pás devem estar posicionadas e desenhadas de forma a direcionar a força do empuxo no sentido de rotação da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

O número de pás de cada rotor é função do *Tip Speed Ratio* (TSR)¹⁷ da turbina, quanto maior o TSR menor o número de pás requerido (MARQUES, 2004). Para a geração elétrica é preferível um menor número de pás, pois sem interferência de uma pá sobre a outra é possível atingir maiores velocidades (CUSTÓDIO, 2013). Atualmente tem-se utilizado rotor com três pás por gerarem menos ruídos que os de duas (CUSTÓDIO, 2013).

Todas as escolhas de *design* da turbina buscam sempre o alcance do máximo aproveitamento possível da energia cinética do vento, determinado pela Equação 1. Sabe-se que desta potência não se pode extrair mais que 59,3%, o chamado coeficiente de Betz (ou coeficiente de potência máximo) (MELO, 2012).

$$P = 0,5 * \rho * A * v^3$$

Equação 1

Onde o ρ é a massa específica do ar (kg/m³), A é a área transversal de varredura do rotor (m²), v a velocidade do vento (m/s) e P a potência disponível pelo vento (W). Esta relação entre a potência eólica disponível e àquela extraída pela turbina é chamado coeficiente de potência (CUSTÓDIO, 2013).

As turbinas eólicas podem operar tanto à velocidades constante, quanto em velocidade variável. Nos aerogeradores de velocidade fixa, a velocidade de rotação do rotor é constante e superior à velocidade da turbina o que torna obrigatório o uso de multiplicador (VASCONCELOS, 2015). A velocidade de rotação é ainda independente da velocidade do vento, sendo determinada pela rede elétrica ao qual está conectado (BRUM, 2014). Assim, para apenas um valor de operação há o máximo aproveitamento da energia eólica. Buscando mitigar essa desvantagem pode-se trabalhar com duas velocidades, equipando o aerogerador com dois geradores, na busca por aumentar a eficiência a baixas velocidades (MARQUES, 2004).

¹⁷ É a relação entre a velocidade do vento e velocidade tangencial (m/s) da extremidade da pá da turbina ($w*r$), sendo r o raio da pá (m), e w a velocidade angular da pá (rad/s) (SILVA, 2008).

As turbinas de velocidade variável atingem a máxima eficiência para uma maior faixa de valores, visto que é possível ajustar a velocidade do rotor com a do vento (BRUM, 2014). Neste tipo de aproveitamento é preciso o uso de um conversor para o controle da tensão e frequência de operação do gerador, (SOHN, 2014).

Entre as vantagens da operação em velocidade fixa estão sua robustez, baixo custo e simplicidade, em contrapartida apresenta baixa eficiência (ROSETO, 2014). Para o caso das turbinas de velocidade variável as vantagens são a redução do ruído, a maior eficiência e maior estabilidade, entretanto a necessidade do conversor, a produção de harmônicos¹⁸ e a menor qualidade da potência gerada se traduzem como ônus dessa opção (BRUM, 2014). Na Figura 12 está o comparativo das características de comportamento de cada forma de conversão do aerogerador.

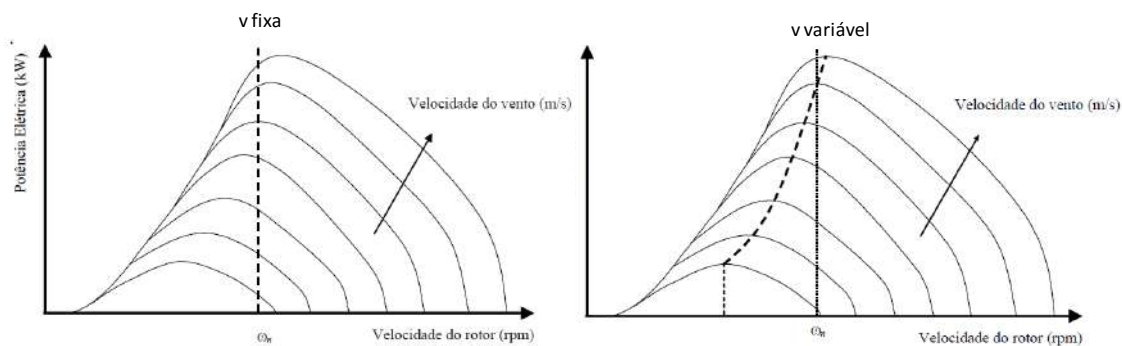


Figura 12: Características de uma turbina eólica operando em velocidade fixa e variável.

Fonte: MARQUES (2004) - Adaptado

Os mecanismos de controle das turbinas têm o objetivo de controlar a velocidade e a carga, estes podem ser mecânicos, aerodinâmicos e eletrônicos (DUTRA, 2014). Atualmente os mais utilizados são os mecanismos de passo (*Pitch*), estol (*Stall*) e estol ativo (*Active Stall*) (BRUM, 2014).

O controle estol é um sistema passivo usado em turbinas de velocidade constante, nele as pás do rotor são fixas e não giram em torno de seu eixo longitudinal (DUTRA, 2009) (CUSTÓDIO, 2013). O ângulo de passo é definido para que em velocidades superiores à velocidade nominal se forme uma região de turbulência entre o fluxo do vento e a superfície da pá. Isso reduz a sustentação e aumenta o arrasto controlando a potência de saída. As pás apresentam ainda uma leve torção longitudinal para evitar esse efeito em toda a pá (CUSTÓDIO, 2013). Essa forma de controle apesar de menos eficiente simplifica o projeto mecânico e reduz a necessidade de manutenção

¹⁸ Quando ocorrem fenômenos contínuos de distorções dos valores padrões desejados de tensão e corrente (GARCIA, 2013) (PAULILO & TEIXEIRA, 2013).

(SILVA, 2008). A Figura 13 mostra o comportamento de uma turbina com controle estol.

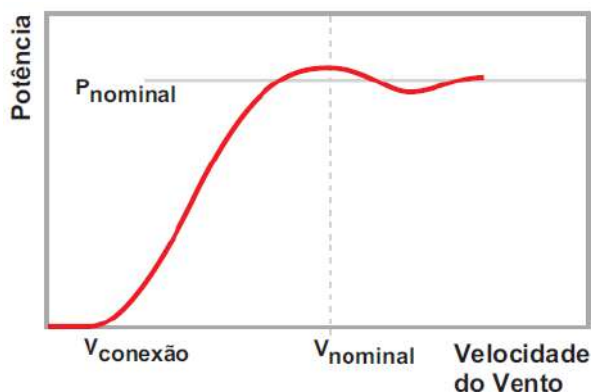


Figura 13: Curva de potência de um aerogerador com controle estol.

Fonte: DUTRA (2009)

O controle de passo é um sistema ativo que interage com o gerador e costuma ser usado em turbinas de velocidade variável (BRUM, 2014). Sempre que a potência nominal do gerador é superada as pás do rotor giram em torno de seu eixo longitudinal de tal forma a aumentar o ângulo de ataque do fluxo de ar, reduzindo a extração de potência do vento (DUTRA, 2009). Dessa forma, para todas as velocidades superiores à velocidade nominal, a geração produz a potência nominal do gerador. Este controle apresenta mais possibilidades para o operador e torna mais eficiente o aproveitamento da energia eólica (CUSTÓDIO, 2013). A Figura 14 apresenta o perfil de geração de uma turbina com controle de passo.

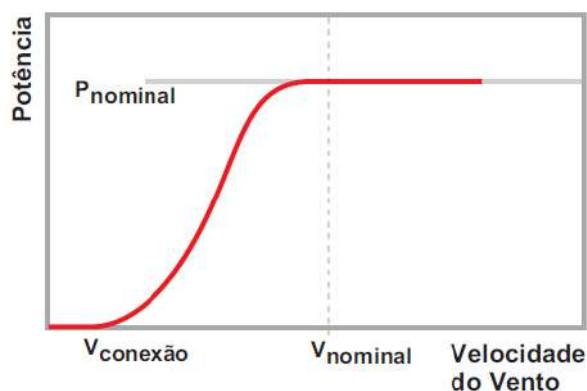


Figura 14: Curva de potência de um aerogerador com controle de passo.

Fonte: DUTRA (2009)

O controle estol ativo combina ambos os sistemas acima descritos. As pás giram em torno de seu eixo longitudinal, mas com um pequeno grau de liberdade (CUSTÓDIO, 2013). Entre as vantagens desse método estão sua capacidade de controle ativo sem grande complexidade (SILVA, 2008).

Há três tipos de geradores comumente utilizados na geração eólica, dois do tipo indução (gaiola de esquilo e dupla alimentação com rotor bobinado) e um síncrono (rotor bobinado).

Dentre os três, o que há mais tempo é empregado em aerogeradores é o gerador de indução com rotor gaiola de esquilo. Este funciona com velocidade fixa, e normalmente é conectado à rede elétrica por meio de um transformador elevador de tensão. Comumente usa-se um conversor para a redução da corrente transitória de magnetização do gerador (PEREIRA & SUNI, 2016). Como este precisa de energia reativa para gerar potência muitas vezes torna-se necessário o uso de capacitores (NUNES, 2011).

Pode-se afirmar ainda que esses geradores são simples de construir operar e manter, robustos e de baixo custo, mas apresentam uma eficiência de conversão limitada (SILVA, 2008). Conforme anteriormente mencionado, para aumentar a eficiência pode-se utilizar dois geradores para que a geração ocorra em duas velocidades, aumentando a potência extraída às custas de uma maior complexidade mecânica (Figura 15) (MARQUES, 2004).

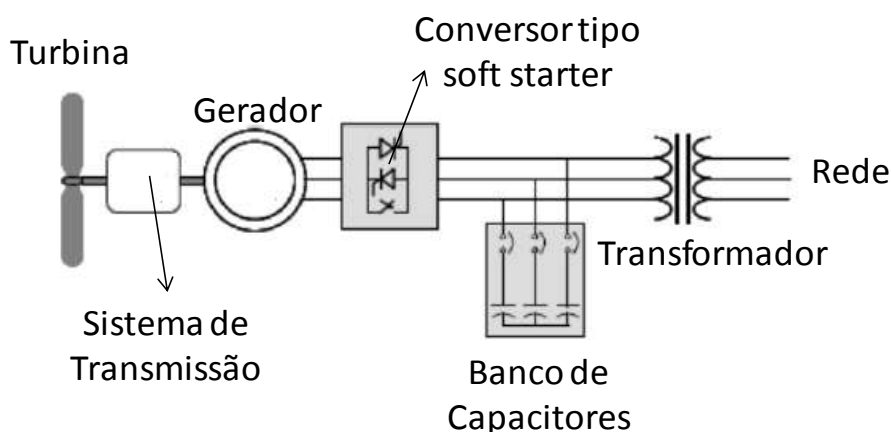


Figura 15: Modelo esquemático do gerador de indução gaiola de esquilo.

Fonte: PEREIRA & SUNI (2016) - Adaptado

O gerador de dupla alimentação opera com velocidade variável através do uso de um conversor (SILVA, 2008), tornando desnecessário o uso de capacitores (VASCONCELOS, 2015). O desenvolvimento da eletrônica de potência fez com que o uso deste tipo de gerador crescesse, pois as perdas com o conversor foram reduzidas (NUNES, 2011). Este gerador tem alta eficiência (MARQUES, 2004) e permite o controle de potência reativa de forma que este seja independente do controle de potência ativa (NUNES, 2011). Contudo tem a necessidade de manutenção periódica

(SILVA), custos extras (principalmente com o conversor) e modelagem mais complexa (Figura 16) (SOHN, 2014).

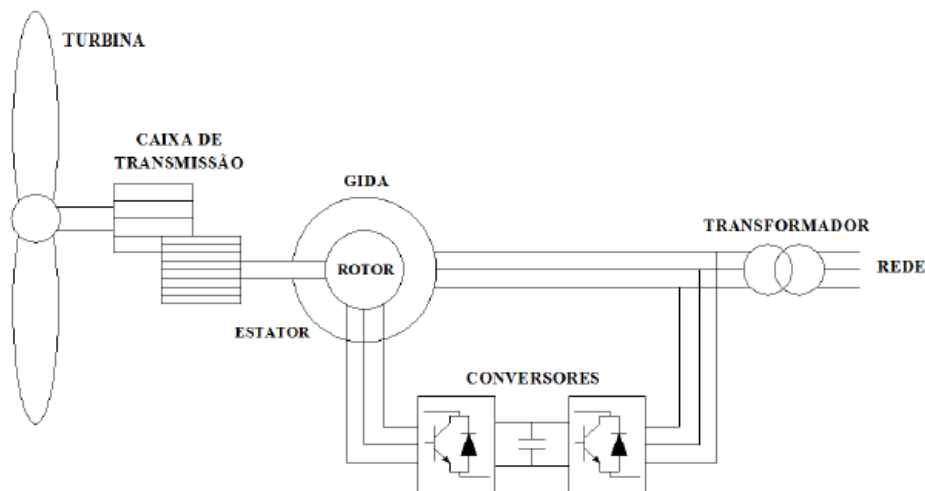


Figura 16: Modelo esquemático do gerador de indução duplamente alimentado.

Fonte: SOHN & ALBERTO (2014)

Os geradores síncronos de rotor bobinado permitem a utilização da turbina em velocidade variável. A conexão pode ser feita diretamente entre a turbina e o gerador, através de um sistema de engrenagens (planetário), descartando o uso da caixa de transmissão (VASCONCELOS, 2015). A conexão com a rede é realizada com o uso de conversores, de forma que este sistema ameniza as flutuações da velocidade do vento (MARQUES, 2004).

Entre as vantagens desse gerador estão a eliminação do multiplicador, uma suave ligação com a rede elétrica, o fato de este não consumir energia reativa (SILVA, 2008) e a possibilidade de regulação da tensão e do reativo (VASCONCELOS, 2015). Os aspectos negativos estão o elevado custo, o maior tamanho e peso do gerador, a necessidade de um conversor para excitação do gerador (SILVA, 2008) e de um filtro de harmônicos (VASCONCELOS, 2015) (Figura 17).

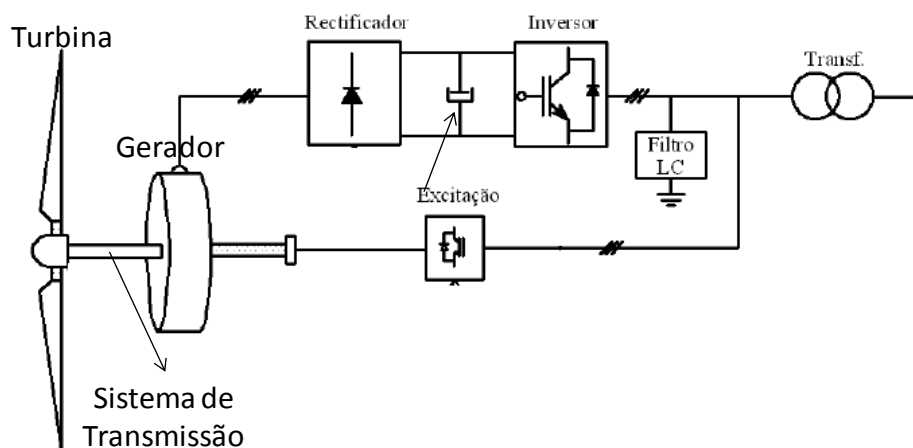


Figura 17: Modelo esquemático do gerador síncrono de rotor bobinado.

Fonte: SILVA (2008) - Adaptado

Além dos três anteriormente citados há um tipo de gerador que vem começando a ganhar espaço, o gerador síncrono de ímã permanente. Devido à sua possibilidade de auto-excitação apresenta melhor eficiência e alto fator de potência (SILVA, 2008). Entre outras características esse gerador opera em velocidade variável, faz uso de conversores de potência e não necessita de caixa multiplicadora (Figura 18).

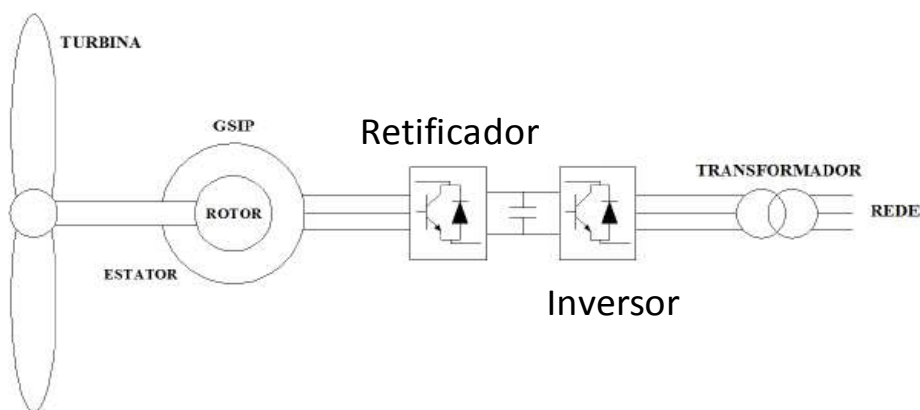


Figura 18: Modelo esquemático do gerador síncrono de ímã permanente.

Fonte: SOHN & ALBERTO (2014) - Adaptado

3. O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo da dissertação busca apresentar ao leitor como funciona o sistema elétrico brasileiro, suas principais características e singularidades que, independentemente do foco em análise, não podem ser desconsideradas.

É importante introduzir tais elementos buscando embasar e apresentar ao leitor a dinâmica do sistema elétrico brasileiro, seus principais atores e sua organização institucional. Assim, este estará mais preparado para entender os resultados e as hipóteses assumidas nesse estudo, suas vantagens e limitações.

3.1 Características Gerais de Setores Elétricos

O setor elétrico é parte da indústria energética. Essa indústria é parte de um sistema econômico em que são efetuadas produção, transformação e consumo, buscando atender compromissos de fornecimento de energia (OLIVEIRA, 2004). No caso específico do setor elétrico, este deve fornecer eletricidade para os diversos setores da economia e sociedade.

Dentre os setores econômicos há alguns pontos que são específicos e únicos a cada um deles, e com o setor elétrico não é diferente. Pode-se destacar que dentre suas principais especificidades estão a impossibilidade de se estocar energia elétrica e a necessidade de atender a demanda de forma instantânea.

Setores de infraestrutura¹⁹ normalmente possuem características típicas de monopólio natural²⁰ e de indústrias de rede²¹ (CHAVES, 2010), sendo tipicamente fornecidos pelo estado, ou por este regulado (PINDYCK & RUBINFELD, 2006), de forma a buscar que as eficiências alocativa²², produtiva²³, ambiental²⁴ e distributiva²⁵ sejam alcançadas.

¹⁹ Setores que suportam as demais atividades da economia e permitem a integração do espaço nacional (PIRES & PICCINNI, 1998).

²⁰ O monopólio natural ocorre quando a produção de um bem ou serviço tem seu menor custo quando este é realizado por uma única firma ao invés de várias, normalmente associado à subaditividade da função de custos ou com a sobreaditividade da função do produto (PINDYCK & RUBINFELD, 2006). Ver mais em BAUMOL (1977), GILBERT e KAHN (1998) e TERRY (2003).

²¹ Atividades organizadas em que as diversas inter-relações dos agentes ocorre em distintos pontos geográficos e estes são interligados por uma rede física imprescindível à operação da atividade (MATHIAS, 2008) (TELES, 2005). Ver mais em (KUNKEKE, 1999) e (OLIVEIRA, 2004).

²² Quando os recursos existentes são alocados de forma que o máximo benefício líquido possa ser obtido (CATERMOL, 2004).

²³ Relacionada à escolha das empresas pelo processo produtivo de menor custo possível (FARINA et. al., 1997).

²⁴ Busca internalizar as externalidades ambientais de forma a minimizar os impactos negativos. (PERMAN et. al., 2003).

²⁵ Busca evitar a concentração dos ganhos entre os poucos agentes (PINHEIRO, 2012).

Regular um setor, ou sistema, infere em controlar tal atividade para que esta atue de acordo com os princípios desejados pelo regulador. Na teoria econômica há a busca pelas eficiências acima mencionadas, de forma a mitigar as falhas de mercado presentes em setores com as características citadas (monopólio natural e indústria de rede) (FARINA et. al., 1997).

Normalmente classificam-se os sistemas de transmissão e distribuição do setor elétrico como setores que apresentam diversas das características mencionadas de monopólio natural e indústria de rede.

Contudo, no Brasil o setor de geração carrega consigo peculiaridades únicas, o que faz com que nele também seja possível encontrar várias das características associadas normalmente apenas à distribuição e transmissão de energia (D'ARUJO, 2009). Com isso torna-se ainda mais importante a otimização do sistema, de forma que as sinergias positivas de sua integração possam ser aproveitadas ao máximo.

3.2 O Sistema Hidrotérmico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é majoritariamente formado por geração hidráulica, com uma das maiores capacidades de regularização no mundo, fazendo com que diferentemente do que ocorre na maior parte dos países, onde a energia hidráulica é usada para atender a ponta do sistema²⁶, no Brasil ela atende a carga de base²⁷ e apresenta um alto fator de capacidade (BERG & PRADO JR, 2013) (WEC, 2013). Apesar de ambas as características estarem perdendo espaço nos últimos anos (FIRJAN, 2013), são ainda vantagens intrínsecas do sistema, e este deve ser pensado de forma a otimizá-las.

A geração hidrelétrica difere da geração termoelétrica devido à incerteza do recurso natural. Para gerar energia por fonte hidráulica é preciso de água, enquanto no caso das termoelétricas é necessário combustível (LUCENA, 2010). No caso brasileiro mitiga-se esta incerteza através dos reservatórios com capacidade de regularização, entretanto, ainda assim é preciso que se balanceie a razão, afluência e uso do reservatório, de forma a evitar que eles se esvaziem.

É comum dividir o sistema elétrico brasileiro em quatro subsistemas, o sul, sudeste/centro-oeste, nordeste e norte, esta divisão ocorre baseada na capacidade de transmissão e nas bacias hidrográficas do país (LOPES, 2007). Há também sistemas

²⁶ Ponta do sistema é designado como os períodos de pico da demanda.

²⁷ Atender a carga de base pressupõe suprir a demanda pela maior parte do tempo, fazendo com que a geração esteja sempre acionada.

isolados, que são aqueles não conectados à rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O caso brasileiro, devido à sua geografia de relevo, apresenta muitas usinas com grandes reservatórios e em cascata o que torna a geração delas interdependentes (D'ARAÚJO, 2009). Ou seja, as usinas mais a jusante dependem do comportamento da usina a montante para saber o quanto de água terá para gerar.

Isso possibilita um efeito positivo no sistema, as usinas, mesmo tendo apenas reservatórios de compensação, regulam as vazões afluentes às usinas de jusante, possibilitando que estas gerem mais do que poderiam caso tivessem que lidar com a vazão natural do rio. A Figura 19 exemplifica isso, nela são apresentadas duas usinas hidráulicas (A e B) e um reservatório sem fins energéticos. Percebe-se que a presença de reservatórios amortece a vazão do rio e torna possível que as usinas gerem 30 MWmed a mais do que os 100 MWmed que elas poderiam gerar caso tivesse a afluência natural do rio, que é muito mais variável. Isto ocorre inclusive com a participação de elementos sem fins de geração, como reservatórios para consumo ou irrigação, provendo mais energia ao sistema (D'ARAÚJO, 2009).

Dessa maneira cria-se o questionamento de a quem pertence essa geração extra advinda da suavização das vazões fluviais. Caso não haja uma otimização integrada é possível imaginar que o proprietário do reservatório mais a montante possa tomar decisões de forma a impossibilitar o melhor aproveitamento dos recursos a jusante e como um todo no sistema (LUCENA, 2010).

Transpondo isso para o caso brasileiro, no qual existem diversas usinas e aproveitamentos hídricos em cascata no mesmo rio, otimizar todo o sistema passa a ser uma tarefa complexa e necessária. Dado isso, D'ARAUJO (2009) define como inconcebível um sistema mercantil puro com competição atrelada à geração de energia.

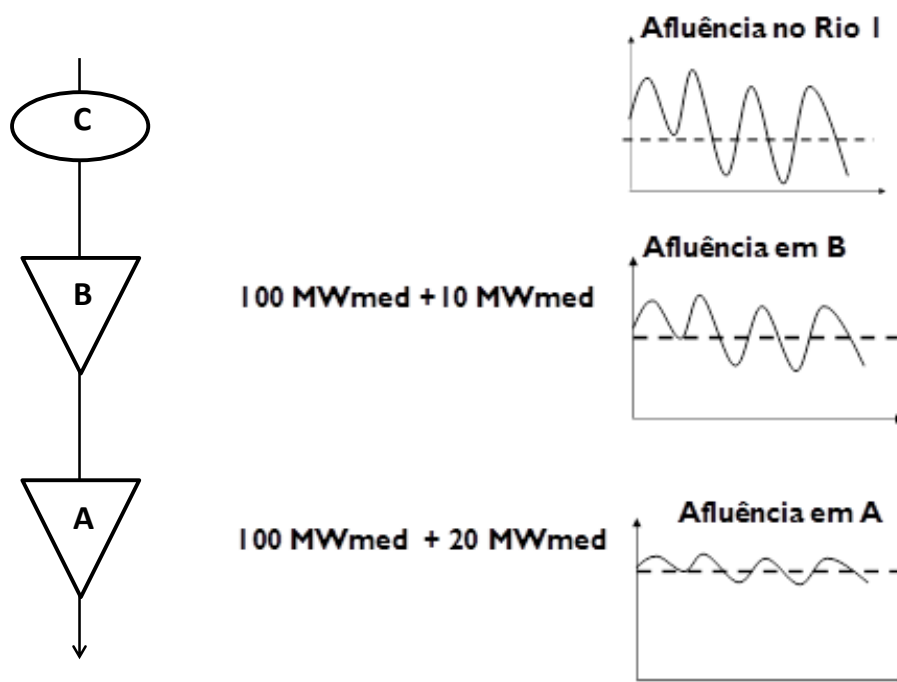


Figura 19: Interdependência entre as usinas e barragens nos rios brasileiros.

Fonte: D'ARAUJO (2009) - Adaptado

Outra peculiaridade do SIN é sua dimensão, de proporções continentais, a malha de transmissão brasileira é tão extensa que poderia integrar grande parte da Europa (Figura 20). Tal grandeza traz consigo não somente desafios de gestão e operacionalização, mas também possibilidade de integração através dos diferentes regimes de afluências em cada subsistema, conforme pode ser observado na Figura 21, que mostra claramente a complementaridade entre o sul e o resto do país.

Pode-se também observar a grande variabilidade de afluências a qual está sujeito o sistema, salvo no sul onde o comportamento é mais constante, no resto do país anualmente pode-se notar um período úmido e um período de estiagem, sendo esse mais um desafio a ser gerenciado pelos operadores do sistema.



Figura 20: Rede de Transmissão do SIN sobre a Europa.

Fonte: EPE (2007).

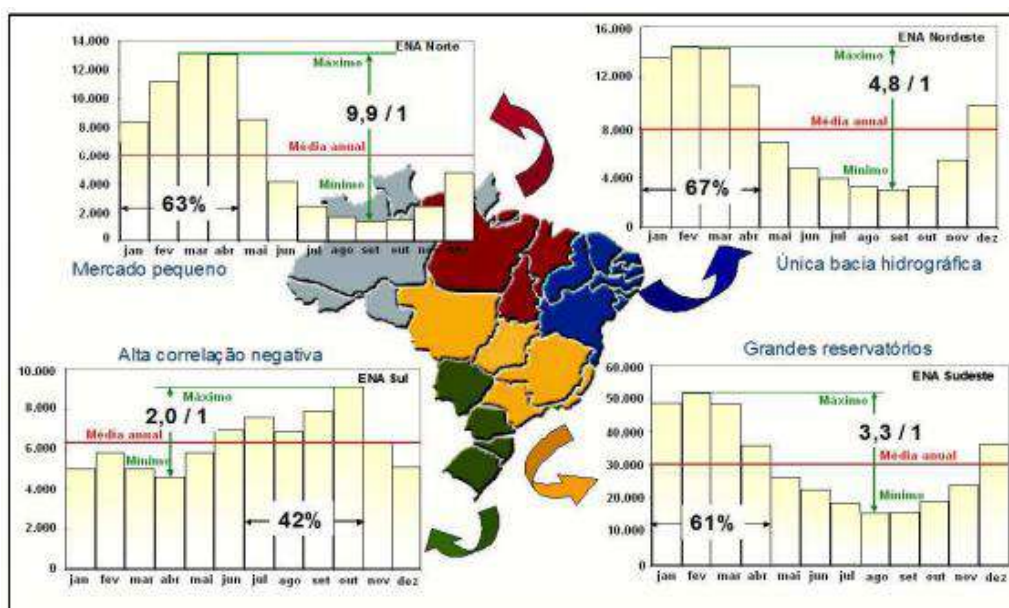


Figura 21: ENA's média históricas das quatro regiões do SIN.

Fonte: LOUREIRO (2009)

Dessa forma é possível e preciso gerir a água dos reservatórios através do ajuste da geração e da transmissão, possibilitando que eles estejam virtualmente integrados através da transmissão da energia gerada no período úmido de uma região para a região que está em momento de estiagem.

Percebe-se assim que as linhas de transmissão no sistema integrado hidroelétrico com capacidade de regularização têm, além da função de transmitir a energia até os centros de carga, a de escoar a energia de forma a possibilitar o equilíbrio dos reservatórios do país, visto que muitas vezes trabalha-se com a gestão dos reservatórios de forma virtual.

Contudo, tal capacidade não possibilitou que em 2001 o sudeste fosse socorrido pelo subsistema do sul do Brasil, pois não havia linhas suficientes para tal (LEITE, 2007). Percebe-se assim que não basta somente a potencial complementaridade caso os ativos físicos não estejam disponíveis para seu aproveitamento. A Figura 22 explicita esta situação da relação entre os reservatórios e as linhas de transmissão.

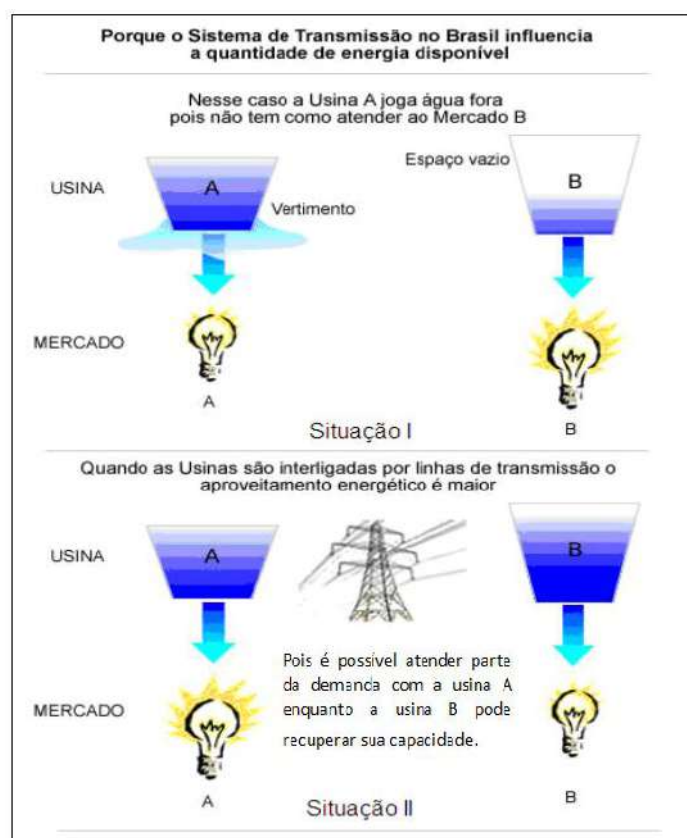


Figura 22: Esquema explicativo da importância de interligar as diferentes bacias hidrográficas do SIN.

Fonte: DEUS (2008) - Adaptado

É possível que ambos os reservatórios estejam em situação de esvaziamento ao mesmo tempo, o que pode ser amenizado pelo acionamento das usinas

termoelétricas, que além de aumentarem a capacidade e a segurança do sistema, possibilitam que seja possível esvaziar mais os reservatórios, gerando mais energia hidroelétrica sem comprometer o risco de não atender a demanda futura (LUCENA, 2010).

Essas questões trazem à tona o grande dilema do setor elétrico nacional, gerar energia pelas hidrelétricas ou guardar água para o futuro? Dado a estocasticidade do recurso hídrico, esta é uma questão difícil de ser respondida que carrega consigo sempre algum grau de incerteza, obrigando o planejador a lidar com riscos (STEINBERG, 2012).

Caso opte-se por não gerar e no futuro os índices pluviométricos sejam altos, esta foi uma decisão errada, pois o sistema irá verter água (caso as afluições sejam escassas nesse caso a decisão teria sido correta). Da mesma forma que, caso opte-se por gerar e não chova o suficiente para reabastecer os reservatórios, mais uma vez a decisão tomada foi inexistente, mas dessa vez porque os reservatórios poderão ficar vazios e haverá a necessidade de gerar eletricidade pelas termoelétricas (caso contrário, e as afluições sejam vastas, a decisão teria sido acertada). A Figura 23 exemplifica esse dilema.

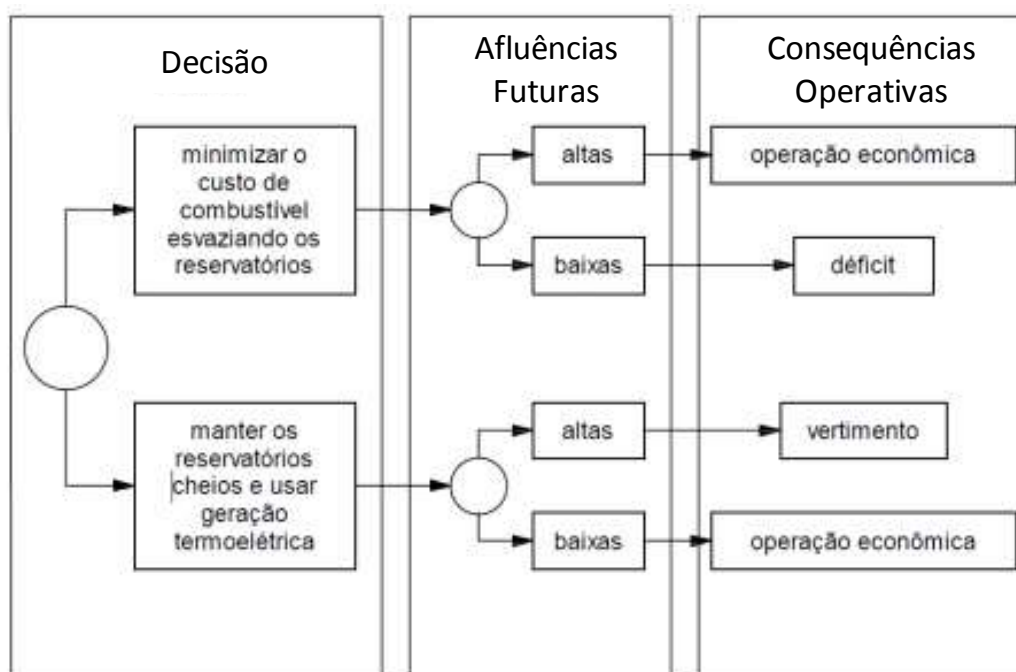


Figura 23: Processo de decisão do sistema hidrotérmico.

Fonte: LUZ (2011) – Adaptado

As características do setor elétrico demandam uma operação integrada, não apenas da transmissão e da distribuição como comumente é definido, mas também da

geração, visto que como as duas anteriores, devido às suas características, pode ser classificada como monopólio natural, já que apresenta características associada à presença de subaditividade da função de custos e sobreaditividade da função de produção.

TERRY (2003) cita alguns exemplos, dentre eles a redução do custo dada a operação complementar entre termoeletricas e hidrelétricas, como citado anteriormente, a presença de termoeletricas possibilita que a geração hídrica seja superior ao que ocorreria sem elas, reduzindo assim o preço da energia. Há ainda sobreaditividade da função de produção ao considerar a integração entre as usinas, tal aditividade pôde ser observada na Figura 19 onde é mostrada que as usinas a jusante se beneficiam da regularização do rio das usinas e reservatórios a montante, o que faria com que naturalmente os produtores buscassem uma integração (TERRY, 2003). Por fim cita-se ainda a integração entre as hidrelétricas em diferentes bacias e sob diferentes regimes pluviométricos de forma que há a possibilidade, através da interligação destas, de que uma complemente a outra em seus respectivos período de estiagem (TERRY, 2003).

As sinergias positivas destacadas impedem que o mercado de competição livre funcione na geração de eletricidade, conforme pode acontecer em sistemas estritamente térmicos. Sendo determinante que haja uma coordenação e integração dos agentes de forma a otimizar a produção e reduzir custos.

3.3 A Otimização do SIN

Atualmente o setor elétrico brasileiro está estruturado conforme mostra a Figura 24. Os órgãos institucionais e suas respectivas funções estão descritos a seguir: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a atribuição de propor políticas e medidas ao Ministério de Minas e Energia (MME), que deve coordenar e supervisionar o setor. A tarefa de elaborar estudos relativos ao planejamento de longo prazo é de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade privada sem fins lucrativos, responsável pela gerência e controle dos contratos de energia, além da realização dos leilões de energia. E a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a finalidade de regular o setor e garantir o cumprimento dos processos de concessão (LEITE, 2007)(ANDRADE, 2012)(CUBEROS, 2008).

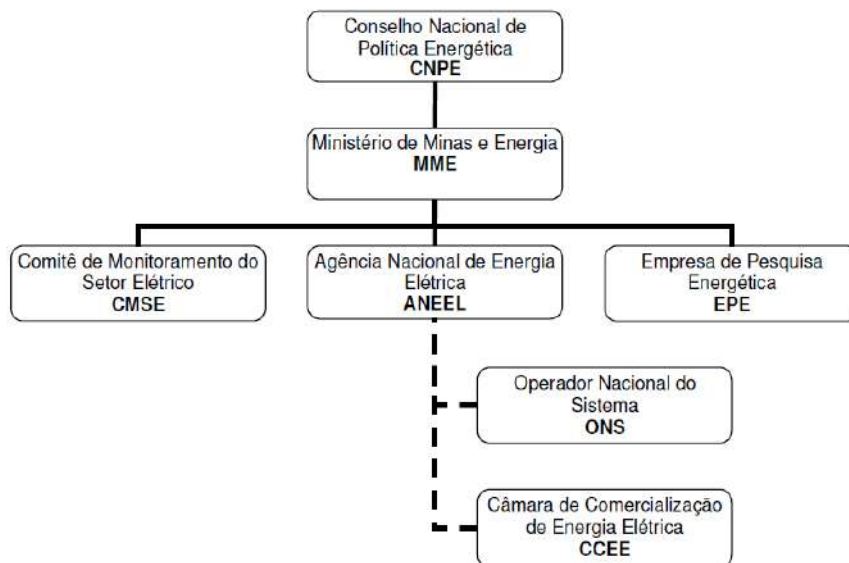


Figura 24: Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro.

Fonte: CUBEROS (2008)

No Brasil a otimização e coordenação da operação do sistema de geração e transmissão fica a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS). Através da utilização de modelos computacionais probabilísticos busca solucionar o planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. A função objetivo é minimizar os custos de operação buscando o atendimento da demanda para o período estipulado (LOPES, 2007).

É preciso buscar o equilíbrio entre o atendimento imediato da demanda e a possibilidade de haver déficit no futuro, sendo este representado pelo impacto econômico do não suprimento de eletricidade, determinado como o custo do déficit (LOUREIRO, 2009). O operador do sistema trabalha com o custo futuro para otimizar o despacho no presente, como pode ser observado na Figura 25. Nela percebe-se a relação desses custos com a decisão de se armazenar, ou não, água nos reservatórios. A decisão pela geração hidráulica hoje indica um baixo custo presente e um alto custo futuro de operação, por se considerar que no futuro haverá déficit de água e as termoeletricas terão que ser acionadas. A situação oposta ocorre quando opta-se pelo armazenamento, neste caso a geração no presente será mais cara pois será suprida também pelas termoeletricas, enquanto o futuro apresentará custos mais moderados visto que haverá água para utilização das hidrelétricas.

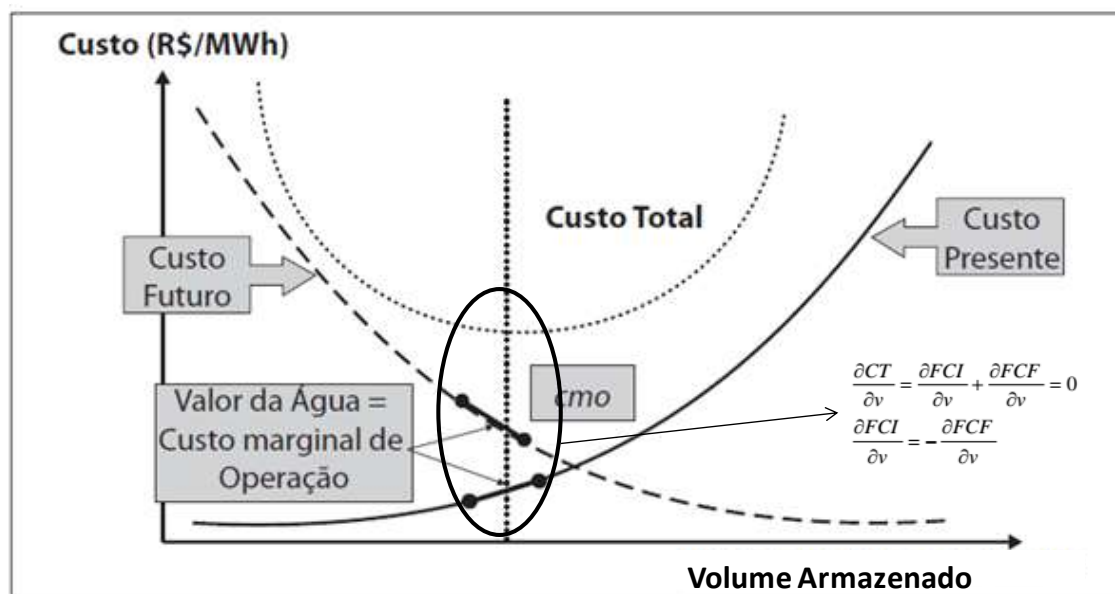


Figura 25: Funções de custo da operação do sistema hidrotérmico.

Fonte: D'ARAUJO (2009)

Da Figura 25 observa-se ainda que o mínimo custo total é obtido para o momento em que o custo futuro e presente têm a mesma inclinação em sentidos opostos (quando o valor de suas derivadas é igual em módulo) (D'ARAUJO, 2009). Nesse ponto ótimo, pode-se obter o custo marginal da operação que no caso brasileiro está associado ao valor da água para o sistema.

A otimização dessa função está atrelada a diversas variáveis, como as condições hidrológicas, a demanda por energia, o preço dos combustíveis, a entrada de novos projetos, a disponibilidade dos equipamentos de transmissão e geração, o custo do déficit, a taxa de desconto e a geração de outras usinas não despacháveis (eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e pequenas termoeletricas).

Assim, para se alcançar a solução ótima desta problemática foram desenvolvidos e são utilizados modelos de otimização que consideram os diversos aspectos do SIN, desde sua dimensão até a incerteza do período futuro. Assim, COSTA (2007) lista as características deste procedimento atreladas ao SIN:

- Acoplado no espaço: Pois a operação de uma usina a montante afeta operação das usinas a jusante;
- De grande porte: Dada a dimensão do sistema, o grande número de usinas hídricas e termoeletricas e a necessidade de uma análise multi-período;
- Não separável: O valor da energia ofertada por uma usina hidroelétrica não pode ser avaliado diretamente como função dela mesma de forma isolada,

porém deve-se fazê-lo em função da redução, por ela promovida, dos custos futuros;

- Não linear: Os custos de operação das usinas termoeletricas são não lineares, da mesma forma que a produção da energia hidroelétrica é uma função não linear da vazão e da altura de queda;
- Estocástico: Devido à incerteza do futuro, o problema de planejar a operação deve representar a incerteza das afluições do período futuro (fator principal), mas também de outros, como a demanda e a geração das usinas não despacháveis.

A ONS, para o caso do SIN, utiliza-se de diversos modelos computacionais com diferentes horizontes temporais, usando determinados resultados dos modelos de maior escala de tempo como dados de entrada para os modelos de prazo temporal inferior (COSTA, 2007).

Os principais modelos para a operacionalização do sistema são o NEWAVE, o DECOMP e o DESSEM, cada um deles voltado para um horizonte temporal conforme Figura 26 (ONS, 2015):



Figura 26: Interdependência entre os modelos planejamento da operação e seus respectivos horizontes de programação.

Fonte: ONS (2015) – Adaptado

O Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE), desenvolvido pelo CEPEL (LOPES, 2007) é o modelo utilizado para o planejamento de médio e longo prazo da operação.

Devido à grande dimensão e integração do sistema brasileiro e ao uso de reservatórios equivalentes, na modelagem do NEWAVE ocorrem situações de usinas que pertencem a uma mesma bacia hidrográfica e a diferentes subsistemas. Para esses casos é realizado um acoplamento hidráulico, onde ocorre a defluência de um subsistema para o outro. A Figura 27 mostra como ocorre esse acoplamento.

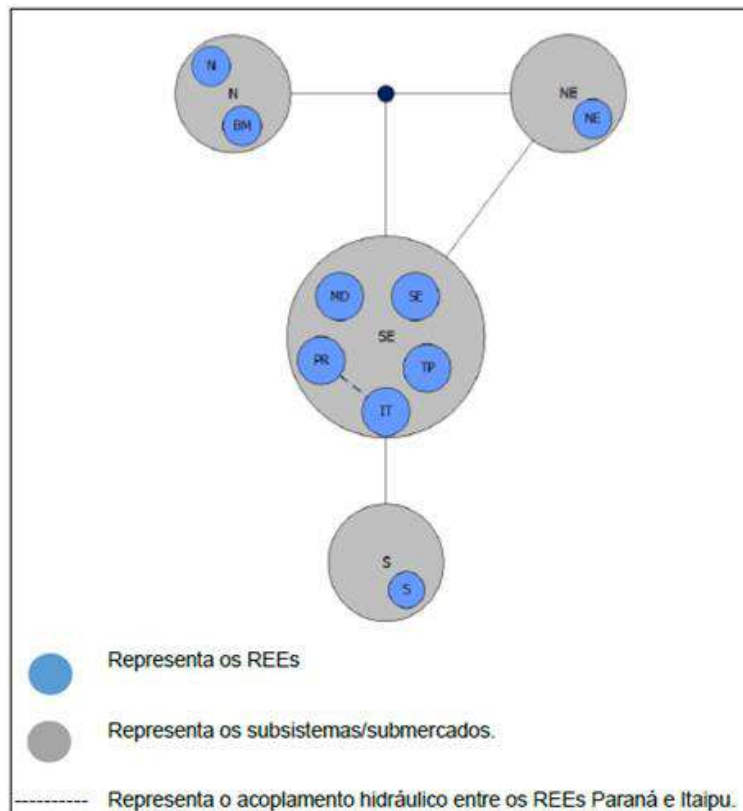


Figura 27: Topologia dos reservatórios equivalentes de energia.

Fonte: ONS & CCEE (2015)

O modelo de Determinação da Coordenação da Operação de Curto Prazo (DECOMP), utilizado no Programa Mensal de Operação (PMO) da ONS (LOPES, 2007), foi desenvolvido para a otimização do planejamento da operação de curto prazo do sistema hidrotérmico brasileiro, sua função objetivo é minimizar o valor do custo de operação do sistema ao longo do período em consideração (CEPEL, 2012).

Sua integração com o NEWAVE ocorre através da energia armazenada para o horizonte considerado, ou seja, o último estágio temporal de planejamento considerado no DECOMP (PEREIRA, 2006). E das energias afluentes no estágio imediatamente anterior ao estágio inicial de simulação do DECOMP (PEREIRA, 2006). Por fim a função de custo futuro pode ser definida para o horizonte de planejamento de curto prazo pelo modelo de médio prazo, por meio de desagregação (CEPEL, 2012).

O modelo DESSEM está relacionado à programação diária da operação e tem como objetivo determinar o despacho ótimo de geração que minimiza o custo total da operação para o período de tempo determinado (AZEVEDO FILHO, 2000). A integração com o DECOMP ocorre através do uso da função de custo futuro do final

do período de programação e das metas semanais de geração das usinas termoeletricas (CEPEL, 2015).

Existem outros modelos computacionais utilizados para a solução do planejamento da operação do sistema hidrotérmico, muito deles com a capacidade de se acoplarem aos modelos citados²⁸.

Para este estudo não serão utilizados os modelos oficiais usados para a modelagem e programação do sistema elétrico nacional. Buscou-se um modelo alternativo que, ao otimizar o despacho, considere o efeito cascata das usinas hidráulicas e a variação das fontes de geração renováveis variáveis. O modelo escolhido será abordado no capítulo 5.

3.4 A Entrada da Energia Eólica no Brasil

Cada vez mais a fonte eólica vem se tornando importante elemento dos sistemas elétricos no mundo. No Brasil, o incentivo à entrada de energia renovável, principalmente eólica, teve início nos anos 2000. Com a crise do setor elétrico, diversos programas de incentivos à geração de energia foram criados na tentativa de amenizar a crise (LEITE, 2007).

Dentre eles foi instituído o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEOLICA), que teve como objetivo implantar 1.050 MW (DUTRA, 2007). Mas devido à necessidade de suprir rapidamente o déficit na oferta de energia, o programa não obteve êxito, pois o mercado eólico ainda era muito embrionário (NOGUEIRA, 2011).

Dado o insucesso do programa anterior foi lançado o PROINFA. Implantado com o objetivo principal de aumentar a participação de energia renovável na geração elétrica nacional a partir da figura do Produtor Independente (DUTRA, 2007). As fontes renováveis incentivadas no projeto da lei foram eólica, biomassa e PCH's, e deveriam alcançar a geração de 3.300 MW, equitativamente divididos.

A primeira fase do programa superou as expectativas em relação ao interesse nos projetos de energia eólica. Na primeira chamada os 1.100 MW esperados foram contratados, e em uma segunda chamada, esse valor alcançou 1.422 MW de energia contratada, em um total de 54 projetos com a maior parte localizada na região nordeste (DUTRA, 2007).

²⁸ Para mais informações sobre os outros modelos ver (CEPEL, 2015a), (AZEVEDO FILHO, 2000) e (ANDRIOLO, 2014)

O programa previa uma segunda fase, que nunca foi iniciada, devido ao atraso na instalação das usinas eólicas do programa e dos leilões de eólicas apresentarem resultados satisfatórios (DEDECCA, 2012) (NOGUEIRA, 2011).

O PROINFA esbarrou em certas dificuldades fazendo com que ao fim de 2005 apenas uma eólica estivesse em operação, sendo 2006 o prazo original para as usinas estarem operando de acordo com a primeira fase (DUTRA & SZKLO, 2008). Os principais fatores apontados para isso são: a incapacidade da indústria nacional em atender a rápida expansão, mesmo com os incentivos fiscais, indo de encontro às exigências de conteúdo local, dificuldade dos financiadores em entender a complexidade do mercado, a alta concentração de projetos por poucos empreendedores e o pequeno lastro de capital dos produtores. Além da situação conjuntural do setor elétrico com a crise de 2001 e a mudança da estrutura regulatória vigente, somada aos problemas citados anteriormente foram empecilhos para o sucesso (FERREIRA, 2008) (DEDECCA, 2012) (DUTRA & SZKLO, 2008).

Em 2006, com a conclusão de diversos projetos do PROINFA, houve uma expansão da capacidade instalada jamais vista anteriormente. Ao final desse ano a capacidade instalada havia passado de 29 MW a 237 MW (EPE, 2009), um aumento de mais 700% em um ano. Segundo a Eletrobrás até 31 de dezembro de 2011, foram instalados 963,99 MW de capacidade eólica, em um total de 41 usinas (ELETROBRAS, 2016). Mas a ABEEólica contabiliza 1303,7 MW contratados provenientes do PROINFA em um total de 53 parques eólicos (ABEEOLICA, 2015).

Com o início dos leilões de energia²⁹, o cenário para indústria eólica pareceu desanimador, nem mesmo no primeiro leilão de fontes de energia renovável, em 2007 (LFA/2007 – edital nº 003/2007), houve contratação de empreendimentos eólicos, na ocasião apenas PCH's e biomassa venceram licitações. No primeiro leilão de energia de reserva, em 2008 (LER/2008 – edital nº 001/2008), cujo um dos objetivos era contratar eólicas, mais uma vez não houve sucesso (MELO, 2012).

Apenas em 2009, com o leilão exclusivo para eólicas (LER/2009 – edital nº 003/2009), que os primeiros parques foram contratados sob essa modalidade. Com isso é de se esperar que até pelo menos 2011, a maior parte das usinas eólicas instaladas sejam provenientes do PROINFA, pois apenas em 2012 que se iniciava o contrato da energia vendida no leilão 2009 (Figura 28) (MELO, 2012).

²⁹ No mercado regulado há duas formas de contratação, por quantidade de energia e por disponibilidade (CCEE, 2016) (SOARES, 2009). Para entender melhor a dinâmica dos leilões ver D'ARAÚJO (2012), IAB (2012) e NOGUEIRA (2011).

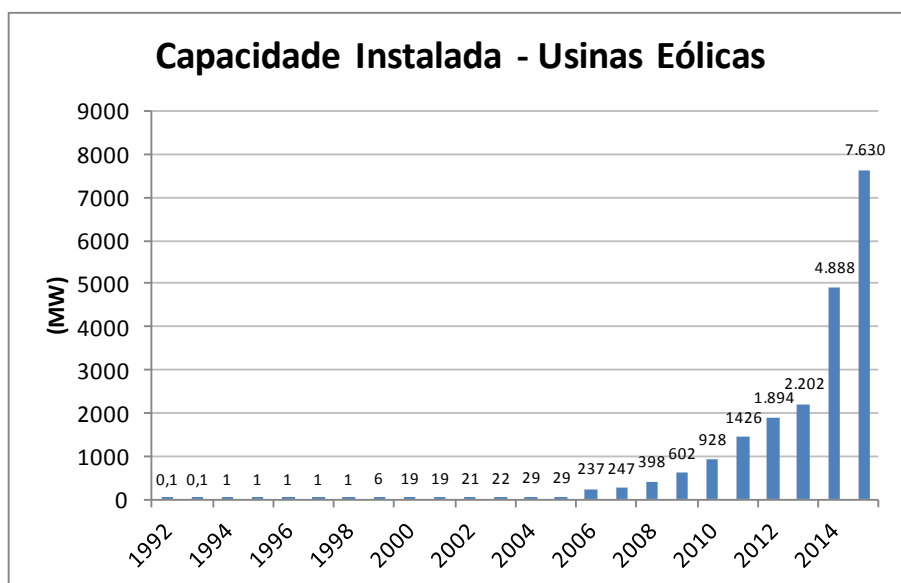


Figura 28: Evolução da capacidade instalada das usinas eólicas no Brasil.

Fonte: EPE (2016a)

Com o sucesso do leilão dedicado, a partir de 2009 as eólicas começaram a ganhar força no setor elétrico, conseguindo competir e vencer leilões.

Prova disso é que em 2015 a capacidade instalada de energia eólica no país correspondia a cerca de 7.600.MW, que representam aproximadamente 6% da capacidade instalada do sistema, sendo a terceira maior fonte de energia do país, atrás das termoeletricas e das hidrelétricas (ANEEL, 2016) (ONS, 2016a).

A capacidade instalada de geração eólica contratada até 2020 é superior a 17,9 GW (ABEEOLICA, 2016), se aproximando muito do total previsto no último PDE da EPE (PDE_2024), de aproximadamente 24 GW. Com isso observa-se que a tendência de crescimento dessa fonte permanece, não tendo sido fruto apenas de um período de conjuntural favorável.

A seguir a Tabela 2 lista todos os leilões em que as usinas eólicas foram licitadas, indicando o preço e potência instalada.

Tabela 2: Resultado dos leilões em que foi contratada energia eólica.

Ano	Tipo de Leilão	Qtd. de Centrais Eólicas	Capacidade Instalada (MW)	Preço Eólico ¹ (R\$/MWh)	Entrada em Operação
2009	LER	71	1.805,7	208,19	2012
2010	LFA (A ⁻³ e R)	70	2.047,8	176,01	2013
2011	LEN (A ⁻³)	44	1.067,7	126,48	2014
2011	LER	34	861,1	126,43	2014
2011	LEN (A ⁻⁵)	39	976,5	133,51	2016
2012	LEN (A ⁻⁵)	10	281,9	104,88	2017
2013	LER*	66	1.505,2	124,53	2015
2013	LEN (A ⁻³)	39	867,6	140,22	2016
2013	LEN (A ⁻⁵)	97	2.337,8	134,13	2018
2014	LEN (A ⁻³)	21	550,6	138,39	2017
2014	LER	31	769,1	151,09	2017
2014	LEN (A ⁻⁵)	36	925,95	144,70	2019
2015	LFA	3	90	177,47	2017
2015	LEN (A ⁻³)	19	538,8	181,14	2018
2015	LER	20	548,2	203,30	2018

*Exclusivo para energia eólica; R: Reserva; LFA: Leilão de Fontes Alternativas; LEN: Leilão de Energia Nova; LER Leilão de Energia de Reserva;

¹ Preço em Reais de 2015.

Fonte: EPE (2016b); CCEE (2016a) e PORTAL BRASIL (2017) – Elaboração Própria

Essa conjuntura pró geração eólica pode ser observada nos primeiros leilões dos anos 10 quando os leilões dos parques eólicos apresentaram valores atrativos, o que fez com que a eólica competisse inclusive com PCH's (CCEE, 2016a) (EPE, 2016b).

A queda no preço era esperada devido aos incentivos fiscais, ao investimento no setor e ao desenvolvimento de toda a indústria de base eólica, mas também se especula que fatores externos influenciaram, pois com a crise mundial, o investimento em energia eólica diminuiu, principalmente na Europa, deixando no mercado uma grande oferta de estoque de aerogeradores, fazendo seu preço cair (DEDECCA, 2012).

Em relação ao recente aumento no preço, pode-se levantar algumas hipóteses, como questões regulatórias, por exemplo, a obrigatoriedade de incluir os custos de conexão à rede básica, garantia de geração, parques em aproveitamentos menos vantajosos, ajuste do fator de capacidade, desvalorização da moeda nacional e custo de oportunidade se comparado ao preço das termelétricas, principal concorrente das eólicas.

Uma situação que se destaca na ampliação da oferta de energia eólica é o fato de ela se localizar de forma concentrada no nordeste e no sul, praticamente 100% dos parques localizam-se nessas regiões, assim como os projetos em construção. A Figura 29 mostra os parques eólicos instalados no Brasil ao final de 2015, comprovando a grande concentração da geração no nordeste e sul do país.

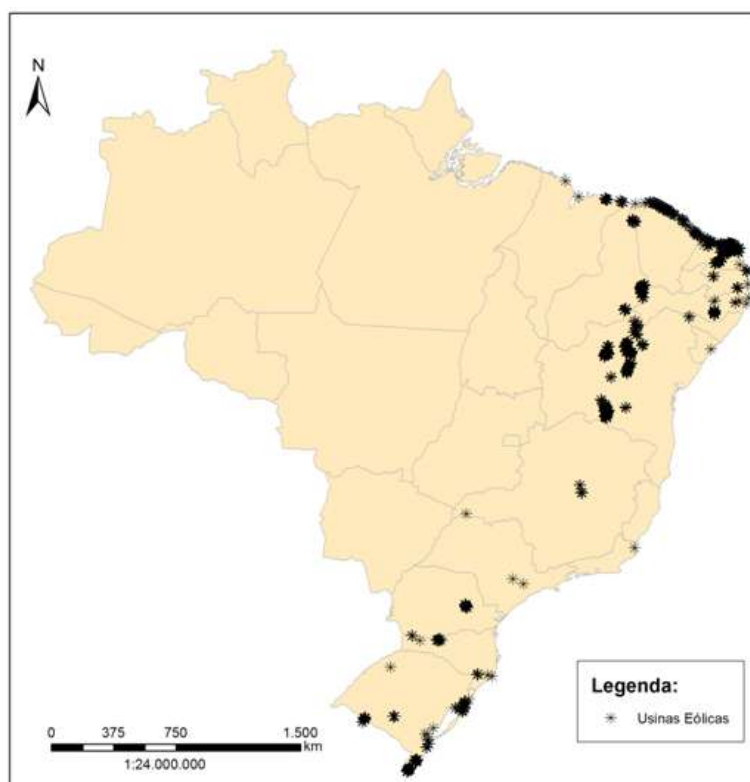


Figura 29: Localização das fontes eólicas contratadas no horizonte 2014-2018.

Fonte: ANEEL (2016a) – Elaboração Própria

3.5 O Subsistema Elétrico do Sul

Abordando o sistema brasileiro, este estudo trata especialmente do subsistema sul, e aqui serão apresentadas as principais características do setor elétrico na região.

O sul do país, em 2015, apresentou a segunda maior demanda do SIN, próximo de 17% do total demandado por todo o sistema (ONS, 2016b) e segunda maior potência instalada dentre os quatro subsistemas, representando aproximadamente 23% de toda a capacidade do SIN (ANEEL, 2016) (ONS, 2016a). A Tabela 3 indica a evolução da capacidade instalada, da geração e da demanda no sul do país.

Conforme o resto do país a maior capacidade diz respeito à geração hidráulica, seguida de termoeletricas. Curiosamente, o sul do país apresenta estratificação por tipo de usina similar a do SIN (Tabela 4).

Tabela 3: Evolução da capacidade instalada, geração elétrica e demanda de carga no sul do Brasil.

Ano	Capacidade Instalada (MW)	Geração (GWh)	Demanda (MWmed)
2011	28.348	154	9.761
2012	29.396	128	10.258
2013	29.610	156	10.668
2014	29.895	162	11.647
2015	31.098	167	11.156

Fonte: EPE (2016a) e ONS (2016b)

Tabela 4: Distribuição da capacidade instalada do SIN e do subsistema sul por tecnologia de geração.

Usinas	S			SIN		
	Nº de Usinas	MW Instalado	%	Nº de Usinas	MW Instalado	%
CGH	48	41	0,1	121	93	0,1
PCH	149	1.519	5,2	437	5.258	4,2
EOL	79	1.800	6,2	295	7.570	6,0
UFV	2	4	0,0	7	17	0,0
UHE	30	21.812	75,4	151	89.017	70,6
UTE/UTN (Centralizadas)	13	3.165	13,0	99	24.052	19,1
TOTAL	321	28.340	100	1.110	126.007	100

Fonte: ANEEL (2016) e ONS (2016a) – Elaboração Própria

As bacias hidrográficas que fazem parte do sul do Brasil são as bacias do Uruguai, do Atlântico Sul, e do Paraná. As duas primeiras localizam-se integralmente na região, enquanto a última tem cerca de um quarto de sua dimensão pertencente ao estado do Paraná. A Tabela 5 a seguir resume as usinas hidráulicas do sul, suas capacidades e a qual bacia pertence cada uma e a Figura 30 mostra o diagrama esquemático de localização delas.

Tabela 5: Lista das hidrelétricas do sul do Brasil.

UHE	Capacidade Instalada (MW)	UF	Bacia Hidrográfica
14 DE JULHO	100	RS	Atlântico Sul
ALZIR DOS SANTOS ANTUNES (ex Monjolinho)	74	RS	Uruguai
BARRA GRANDE	698	SC	Uruguai
CAMPOS NOVOS	880	SC	Uruguai
CASTRO ALVES	130	RS	Atlântico Sul
DONA FRANCISCA	125	RS	Atlântico Sul

UHE	Capacidade Instalada (MW)	UF	Bacia Hidrográfica
FOZ CHAPECO	855	RS	Uruguai
FUNDAO	120	PR	Paraná
GARIBALDI	192	SC	Uruguai
GOV. BENTO MUNHOZ (Foz do Areia)	1.676	PR	Paraná
GOV. JOSÉ RICHÁ (Ex Salto Caxias)	1.240	PR	Paraná
GOV. NEY BRAGA (Ex Segredo)	1.260	PR	Paraná
GOV. PARIGOT SOUZA (Capivari)	260	PR	Paraná
ITÁ	1.450	SC	Uruguai
ITAIPU 60 HZ (Parte Brasileira)	7.000	PR	Paraná
ITAUBA	500	RS	Atlântico Sul
JACUI	180	RS	Atlântico Sul
MACHADINHO	1.140	SC	Uruguai
MAUA	361	PR	Paraná
MONTE CLARO	130	RS	Atlântico Sul
PASSO FUNDO	226	RS	Uruguai
PASSO REAL	158	RS	Atlântico Sul
PASSO SÃO JOÃO	77	RS	Uruguai
QUEBRA QUEIXO	122	SC	Uruguai
SALTO OSORIO	1.078	PR	Paraná
SALTO PILAO	182	SC	Atlântico Sul
SALTO SANTIAGO	1.420	PR	Paraná
SANTA CLARA - PR	120	PR	Paraná
SÃO JOSE	51	RS	Uruguai
PASSO DE AJURICABA	6	RS	Uruguai

Fonte: ANEEL (2016) e ONS (2016a) – Elaboração Própria

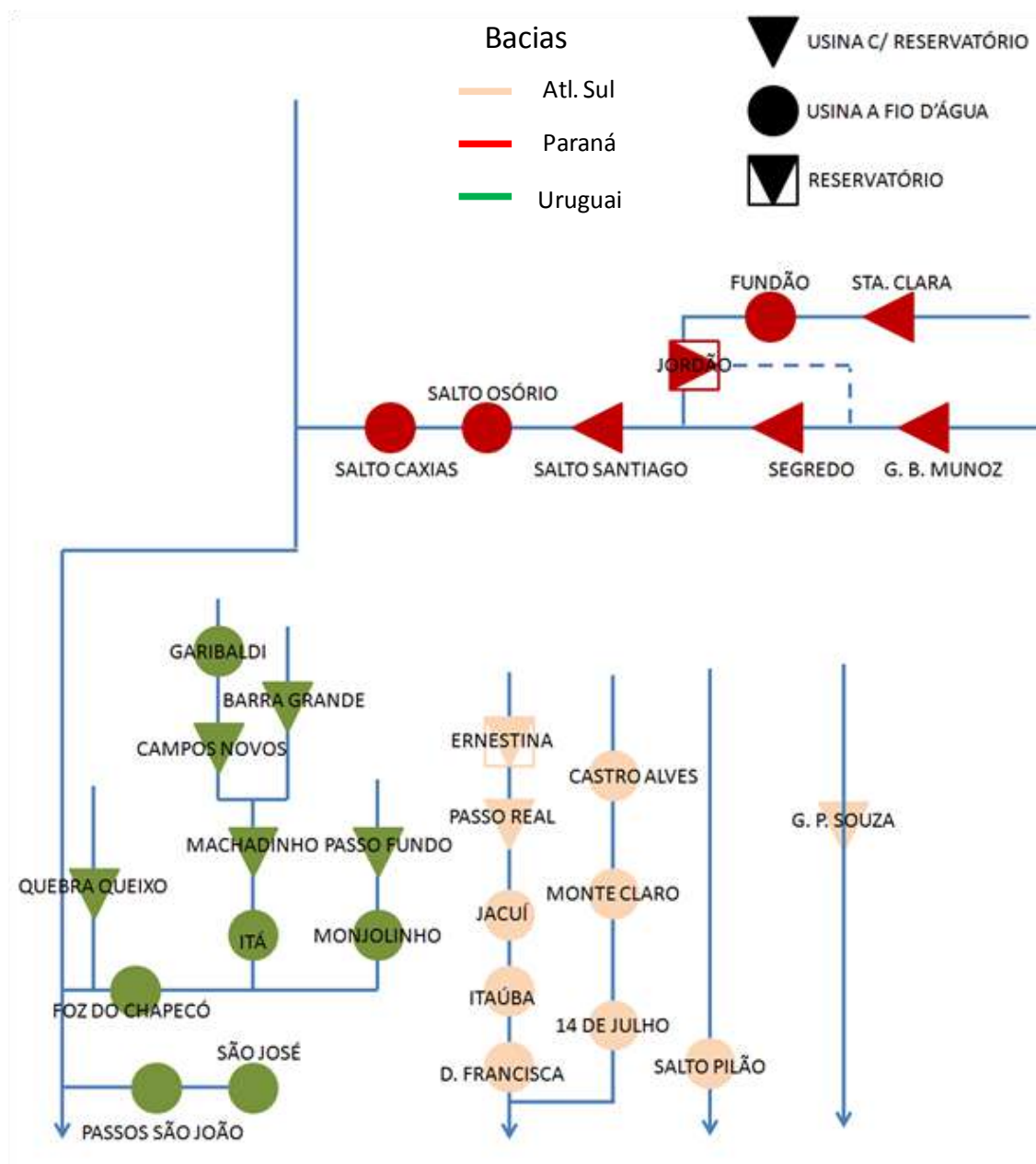


Figura 30: Diagrama esquemático das usinas da região sul.

Fonte: ONS (2016) – Elaboração Própria.

Conforme mencionado anteriormente neste capítulo, o sul do país apresenta uma sazonalidade do recurso hídrico diferente daquela existente nas outras regiões do país. No sul a ENA costuma apresentar uma constância maior durante o ano com mínimas e máximas mais amenas se comparadas ao comportamento das ENA's de outros subsistemas. Além disso, as máximas no sul normalmente ocorrem no inverno, período de estiagem para o resto do país.

Este fator mostra a importância deste sistema para o SIN, dada a capacidade de complementaridade entre as hidrelétricas do sul e do resto do Brasil, possibilitando

que o SIN, mais especificamente o subsistema SE/CO, se beneficie disso através da gestão integrada da geração elétrica e consequentemente dos reservatórios.

Para que o escoamento da energia ocorra é preciso que haja capacidade de transmissão entre os subsistemas sudeste e sul. Em 2015 a capacidade de intercâmbio entre eles era de 6.300 MW para exportação do sul e 7.800 MW para importação. O sul conta ainda com interligações internacionais com a Argentina (2.100 MW) e Uruguai (70 MW) (MME, 2015). A Figura 31 ilustra as linhas de transmissão da região, mostrando as interligações internas e aquelas responsáveis pelo intercâmbio regional.

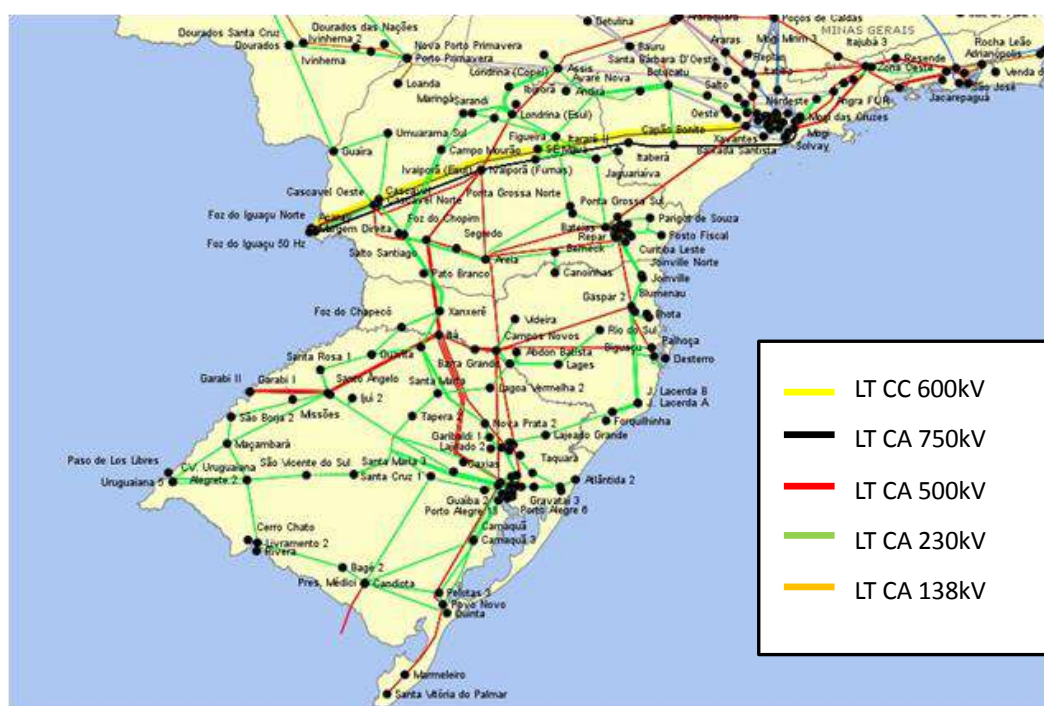


Figura 31: Linhas de transmissão integrantes do subsistema sul.

Fonte: ONS (2016c) - Adaptado

Além da geração hídrica, é importante citar outras duas fontes de energia que compõem o sul do país. A geração eólica, que conforme visto na Tabela 4 tem uma considerável participação na região e a geração termoeletrônica por carvão, que é a maior do país para esse tipo de tecnologia, mais da metade da capacidade instalada de termoeletrônicas a carvão encontra-se no sul.

Esse cenário se deve à presença das minas de carvão na região sul, dentre as nove maiores jazidas de carvão no Brasil, sete encontram-se no Rio Grande do Sul o que mostra o destaque da região com relação a este recurso (HOFFMANN, 2013). Sendo as outras duas localizadas em Santa Catarina e no Paraná (CPRM, 2008).

Devido às características da flora e das condições geológicas de formação local, propiciou-se a formação de carvão no sul do Brasil, em sua maioria apropriado para o aproveitamento energético (GOMES et. al., 2003).

O carvão nacional começou a ser pesquisado e explorado com maior intensidade a partir da década de 50, com o Plano Nacional do Carvão que possibilitou a construção de usinas termoeletricas, dentre elas Charqueadas, São Jerônimo e Candiota, todas ainda em operação e localizadas no sul do país (HOFFMANN, 2013).

Em meados da década de 70 houve novos incentivos ao desenvolvimento do carvão nacional, o que propiciou o investimento em novas usinas a carvão no sul, especialmente no Rio Grande do Sul, durante a década de 80 (LEITE, 2007).

No século XXI, apenas uma usina de carvão foi construída (Candiota 3). Os investidores voltaram-se para a geração por gás natural, o que fez com que sua capacidade de geração crescesse bastante nos últimos anos e se aproximasse do carvão.

Na Tabela 6 estão as usinas termoeletricas do sul, enquanto na Figura 32 está a localização das principais jazidas de carvão do sul.

Tabela 6: Capacidade instalada da geração termoeletrica do sul por tecnologia

SUL - Usinas termoeletricas		
Tecnologia	2015	
	MW Total	Número de Usinas
Gás Natural CC	1372	3
Gás Natural CA	0	0
Carvão - TV	1765	8
Óleo - GCI	24	1
Óleo - TV	0	0
Biomassa - TV	4	1
Nuclear	0	0
Outras	-	-
Não Centralizadas	917	292
Total	4082	305

Fonte: ANEEL (2016) e ONS (2016a) – Elaboração Própria



Figura 32: Localização das jazidas de carvão no sul do Brasil.

Fonte: CPRM (2008)

Quanto à geração eólica esta vem se desenvolvendo na região nos últimos anos, assim como vem acontecendo com essa tecnologia no Brasil. Mais uma vez, como com o carvão, é no RS que ocorre o maior aproveitamento do recurso eólico, sendo esse o estado com a terceira maior potencial instalada de energia eólica em 2015 (ONS, 2015a).

No Rio Grande do Sul atualmente o aproveitamento é concentrado em cinco localizações, enquanto tanto Paraná e Santa Catarina apresentam apenas uma região com parques instalados, além de divisa entre eles, como pode ser observado na Figura 33 que representa a situação dos parques eólicos instalados em meados de 2016:

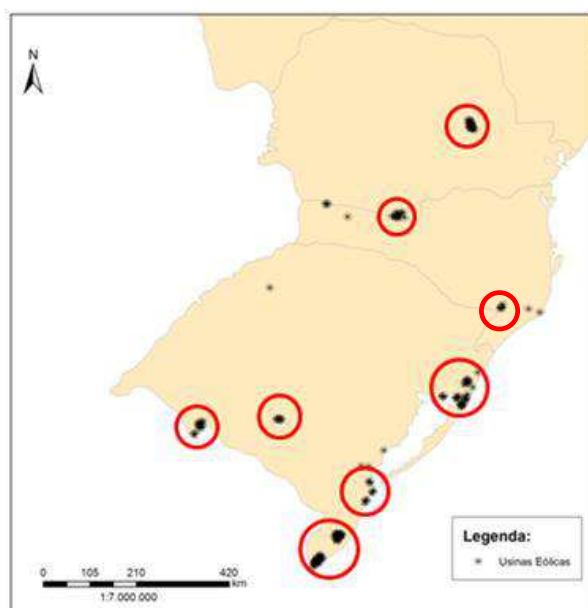


Figura 33: Localização dos principais parques eólicos do sul do Brasil.

Fonte: ANEEL (2016a) e ONS (2016a) – Elaboração Própria

Para o Rio Grande do Sul e o Paraná é possível observar que os parques têm sido construídos de acordo com os locais de melhor presença do recurso eólico, conforme era esperado, pois quanto maior a frequência de ventos com altas velocidades mais energia se gera. Os atlas de potencial eólico estadual fornecem mapas mostrando os potenciais eólicos a 100 m de altura, apresentados nas Figura 34 e Figura 35, para os estados do RS e PR respectivamente, Santa Catarina ainda não desenvolveu seu atlas eólico.

Apesar dos locais de melhores ventos estarem de fato sendo aproveitados, ao comparar o total instalado atualmente no sul (aproximadamente 1.800 MW) e o potencial instalável segundo os atlas anteriormente citados (de quase 108 GW, sendo 102 no RS)³⁰, nota-se que ainda há espaço para construir uma grande quantidade de parques aumentando a potência eólica da região sul (Tabela 7).

É importante ressaltar que este é o potencial técnico, considerando apenas algumas limitações de área e espaço como superfícies hídricas e reservas indígenas e de conservação, a determinação do potencial econômico demanda diversos outros fatores como o custo do espaço e o grau de urbanização da região, por exemplo.

³⁰ Potencial acumulado para altura de 100m e locais com velocidade média anual de no mínimo 7,0m/s.

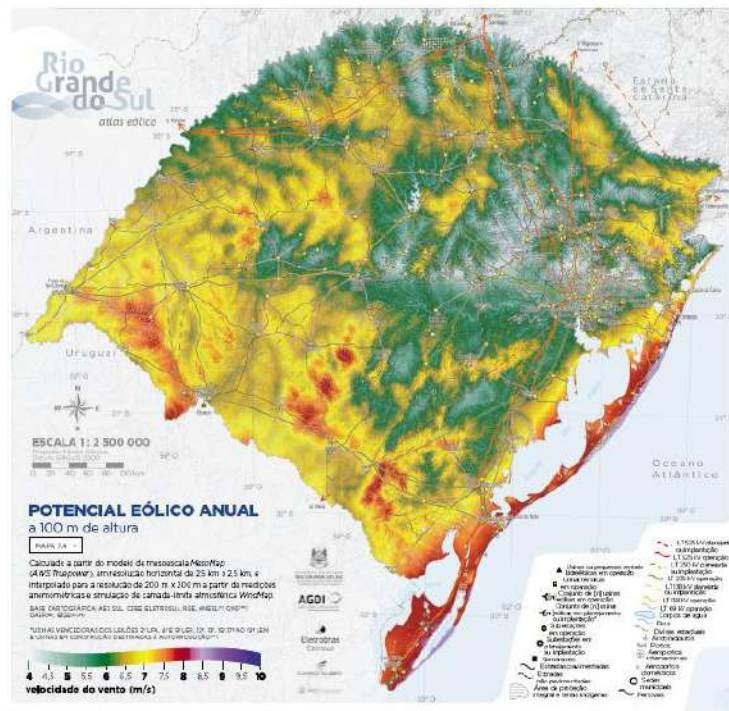


Figura 34: Potencial Eólico Anual a 100 metros de altura no RS.

Fonte: AGDI (2014)

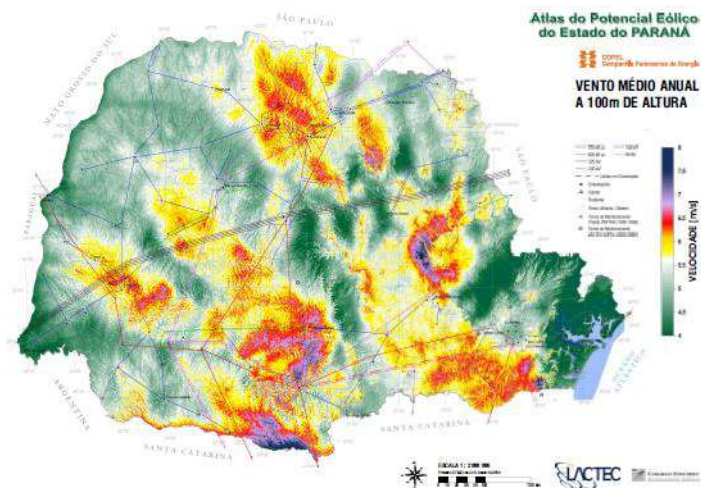


Figura 35: Potencial Eólico Anual a 100 metros de altura no PR.

Fonte: COPEL (2007)

Tabela 7: Potencial Eólico a 100 metros nos estados do RS e PR.

Potencial Eólico a 100 metros		
Vento (m/s)	Potência Instalável (GW)	
	RS	PR
6-6,5	133,1	50,4
6,5-7	160,2	11,5
7-7,5	65,2	2,7
7,5-8	30,8	0,6
8-8,5	5,5	0
8,5-9	1,3	0
>9	0	0

Fonte: COPEL (2007) e AGDI (2014) – Elaboração Própria

4. IMPACTOS DA PENETRAÇÃO EÓLICA

As usinas eólicas têm características únicas no que compete a sua geração, o que faz com que a alta penetração dessas fontes cause impactos aos sistemas elétricos.

Diversos desses impactos estão associados com a variabilidade e a incerteza do recurso natural, principal aspecto desse tipo de geração. A variabilidade da geração eólica decorre da variabilidade do recurso vento. A variação da potência gerada se dá em função da velocidade do vento ao cubo, visto esta ser a relação entre essas variáveis (ESMAP, 2015). A previsibilidade da velocidade do vento é frágil e seus desvios no espaço temporal de um dia ainda são altos, sendo menores para intervalos de tempo mais curtos (ESMAP, 2015).

A demanda, que também apresenta alguma variabilidade e incerteza, em condições normais costuma apresentar certo padrão de regularidade e previsibilidade (DEANE et al., 2015). Enquanto a geração eólica apresenta um perfil mais variável e incerto como pode ser observado na Figura 36 e na Figura 37 (EWEA, 2010) (MILLIGAN et. al., 2009).

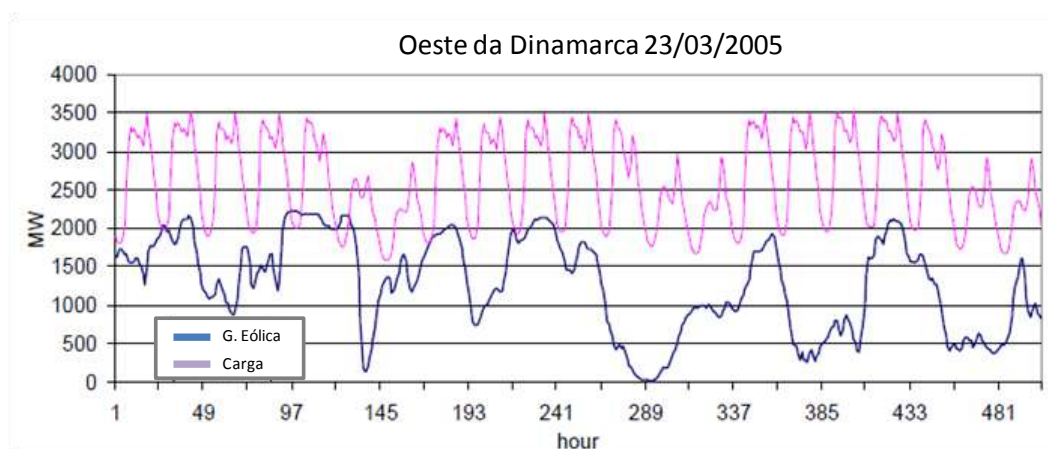


Figura 36: Comparativo da variabilidade horária da geração eólica e da demanda no oeste da Dinamarca.

Fonte: IEA WIND (2008) - Traduzido

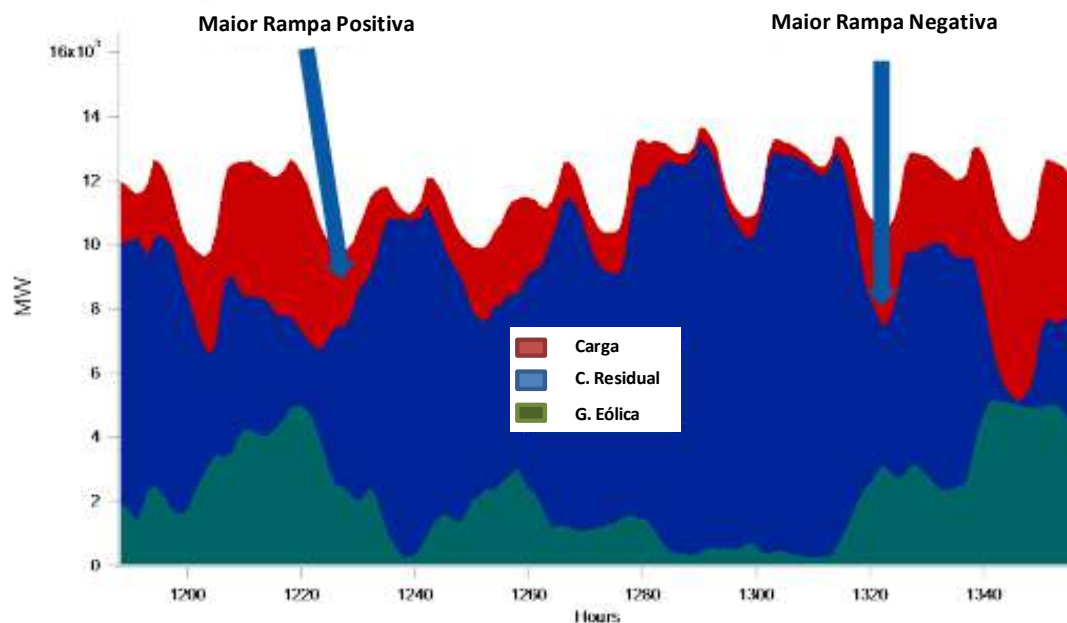


Figura 37: Comparativo entre a carga de demanda, a geração eólica e a demanda residual para um cenário com 25% de penetração eólica em Minnesota.

Fonte: NREL (2013) - Traduzido

A alta variabilidade também pode ser observada pelas grandes rampas de carga típicas de geração oriunda de recursos naturais como o vento. A Figura 38 ilustra esta situação para a região sul do sistema elétrico brasileiro. Em duas horas há o incremento de 1.000 MW de potência na rede.

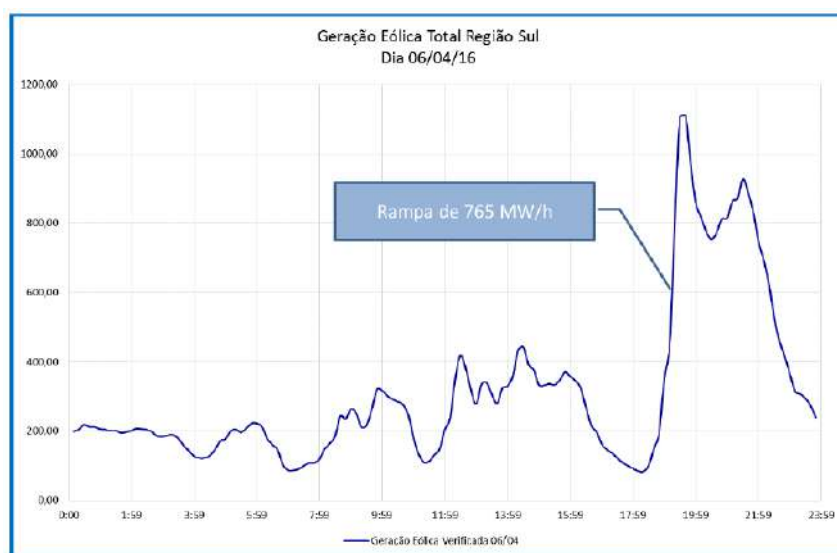


Figura 38: Geração Eólica da Região Sul em 06 de abril de 2016.

Fonte: LINS & VIEIRA (2016)

A incerteza do recurso está intimamente relacionada à capacidade de previsão deste. E esta é tanto mais precisa quanto menor for a escala temporal para a qual se está prevendo (IEC, 2012). De forma que a previsão para o dia seguinte é mais incerta que a previsão para a hora seguinte (IEA, 2016).

No Brasil o erro percentual médio em 2015 está em torno de 30% em relação a geração verificada e a prevista (ONS, 2015a)³¹. Alguns estudos mostram ser possível alcançar valores inferiores a 10% para a previsão do vento na hora seguinte (KAUR, 2015).

É possível amenizar tanto a variabilidade quanto a incerteza através de uma distribuição geográfica dos aproveitamentos eólicos (IEC, 2012). Isso ocorre devido a menor correlação do recurso em diferentes áreas (IPCC, 2011), quanto maior e mais dispersa a área instalada dos parques eólicos. A Figura 39 exemplifica essa questão.

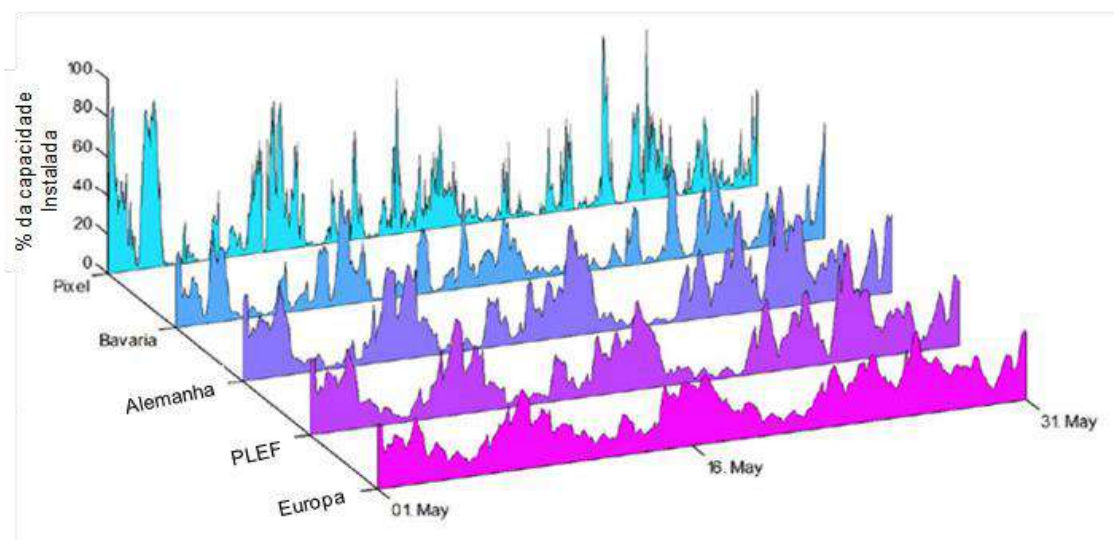


Figura 39: Ilustração do efeito da suavização da variabilidade eólica com o aumento da distribuição geográfica.

Fonte: IEA WIND (2016) - Traduzido

Há outras características técnicas da geração eólica como as restrições de localização (IEA, 2014). No sistema elétrico brasileiro, por exemplo, o potencial eólico está altamente concentrado no sul e no nordeste. Outro ponto é o baixo custo (muitas vezes considerado como nulo) de geração (IEA, 2014).

A instalação desta fonte depende da disponibilidade do recurso vento, normalmente concentrado em locais específicos e distantes da carga, o que muitas vezes limita a possibilidade de amenizar a variabilidade eólica através da dispersão geográfica

³¹ Não foi possível obter o intervalo temporal para o qual a previsão é feita.

(ESMAP, 2015). Deve-se atentar também para o aspecto econômico do baixo custo de produção, próximo de zero, o que faz com que a geração eólica sempre gere para rede quando capaz de produzir eletricidade (IEA, 2014).

Essas características, somadas às tecnologias de geração eólica, geram impactos para o sistema elétrico, tanto em sua estrutura e operação, quanto em questões elétricas. Assim, diversos estudos buscam entender e antecipar os impactos da introdução de fontes variáveis nos *grids* (BROUWER et al., 2014; KIVILUOMA et al., 2011; HOLTINEN, 2008; PIWKO et al., 2012), é comum destacar-se um valor máximo de penetração eólica, de 20% usualmente (sendo este valor referente à carga de energia anual no sistema abastecida por fonte variável), como um limite máximo que os sistemas atuais conseguiriam absorver sem fortes mudanças estruturais e sob custos moderados (BROUWER et al., 2014) (HOLTINEN, 2008) (MILLIGAN et al., 2009) (IEA, 2014).

Contudo, vale ressaltar que em 2015 alguns países alcançaram esse valor, como Portugal (23%), Espanha (19,5%) e Irlanda (22,8%) (IEA WIND, 2016a). Porém a Dinamarca é o país com maior participação eólica (42%), o dobro do valor normalmente indicado como o limiar sem que haja uma grande modificação no sistema elétrico. Tal situação é possível devido sua grande integração com o sistemas elétricos da Noruega (essencialmente hídrico) e da Finlândia (de base termoeletrica), o que torna possível o balanceamento da carga na Dinamarca (LUND et. al, 2013).

Este estudo não busca abordar detalhadamente os efeitos elétricos da geração eólica em sistemas elétricos, mas sim uma abordagem geral dos impactos dessa fonte. Dessa forma serão analisadas as técnicas de cada uma das principais características da geração eólica e seus efeitos:

- Efeito de Balanceamento;
- Aumento da Capacidade de Reserva;
- Efeito de Ordem de Mérito;
- Efeito de Uso;
- Aumento da Instabilidade do Sistema;
- Saturação do Sistema de Transmissão;
- Redução do Consumo de Combustíveis

4.1 Efeito de Balanceamento

O efeito de balanceamento é o aumento da necessidade de flexibilidade para que se possa atender o sistema (NICOLSI, 2012). Ele decorre da mudança de magnitude e frequência das variações na curva de carga residual³² (IEA, 2014).

Apesar de outras fontes formarem a carga residual, estas apresentam uma geração estável e menos incerta, diferentemente da fonte eólica que tem alta variabilidade e incerteza.

Devido a essa variabilidade é comum que as usinas convencionais alterem seus padrões de geração, realizando atividades de ciclagem mais vezes e com maior intensidade. As atividades de ciclagem incluem operações a cargas parciais, rampas de carga positiva e negativas, acionamento e desligamento da geração (NREL, 2012) (DENHOLM & HAND, 2011).

Assim, para atender essas variações, geração com maior flexibilidade passa a ser mais solicitada e despachada, caso disponível. Em contrapartida, caso haja a necessidade de se utilizar geradores convencionais pouco flexíveis para ciclarem e absorverem a variabilidade eólica, cria-se um impacto operacional maior gerando custos maiores para o sistema (KIVIULMA, 2013) (NREL, 2013a). Alguns custos estimados associados a essas medidas de balanceamento estão demonstrados na Figura 40:

³² Carga residual é o nome dado para a curva de carga da rede subtraída a geração das fontes não despacháveis, entre elas a geração eólica. No Brasil a formação da carga residual desconta a geração das Usinas Não Simuladas Individualmente (UNSI) dentre elas estão as PCH's, as Térmicas não despacháveis, a geração eólica e solar.

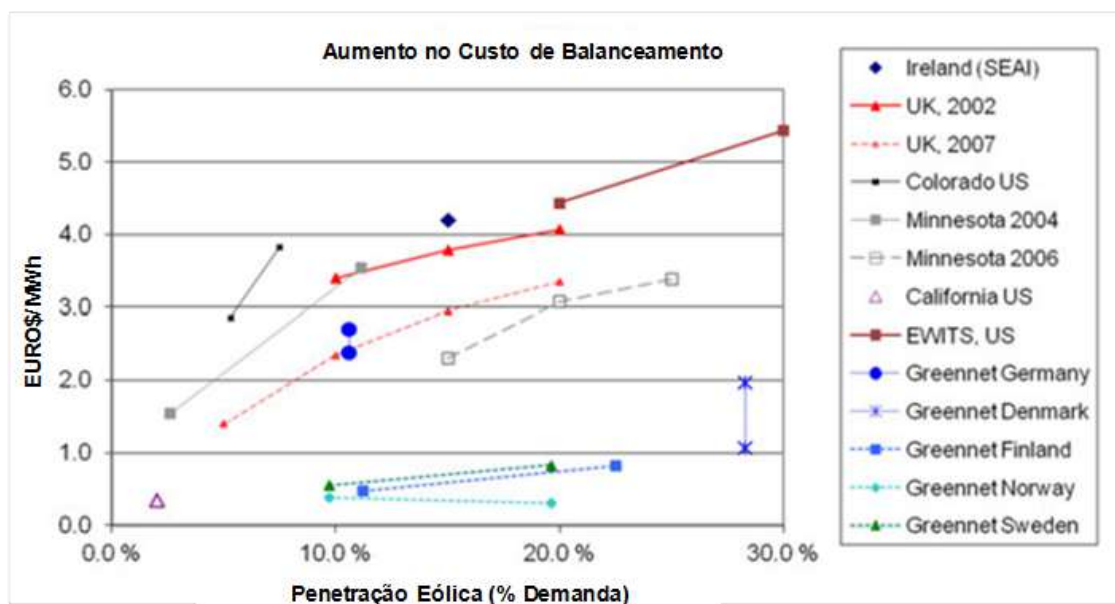


Figura 40: Estimativas do aumento no custo de balanceamento oferta-demanda em diferentes sistemas elétricos devido à geração eólica.

Fonte: IEA WIND (2013) - Traduzido

É importante ressaltar que esses custos variam de local para local dependendo de diversos fatores como o perfil e a taxa de crescimento da demanda, a capacidade de flexibilidade do sistema, os níveis de interligação interna e externa e a localização dos parques eólicos (HIRTH et al., 2015).

Como os sistemas elétricos sempre tiveram certo grau de variabilidade e incerteza relacionada à demanda, isso que fez com que eles estejam aptos a absorver certos níveis de flutuações variáveis e incertas. Tal capacidade variando de sistema para sistema em função da mix de geradores, padrão da demanda e capacidade de interligação (POOLE, 2015). De forma geral estima-se que para até 5% da geração anual atendida por aerogeradores não é possível perceber o efeito de balanceamento (IEA, 2014).

4.2 Aumento nas Reservas

Outro impacto associado à variabilidade e incerteza da geração eólica é o aumento da quantidade de reserva necessária para a confiabilidade do sistema, seja para garantir o balanceamento entre oferta e demanda, como para situações de manutenção da estabilidade em situações de falhas (IEA, 2016).

A Figura 41 mostra em que proporção o aumento das reservas está associado ao incremento da penetração eólica no *grid*. Observa-se que os valores variam bastante entre os diversos países e os tipos de reserva.

O primeiro caso decorre pelos motivos citados anteriormente, relacionados com as condições individuais de cada sistema e o quão estão preparados para absorver a geração eólica. Assim, sistemas que sempre tiveram que lidar com incerteza e variabilidade têm seus índices de reserva menos afetados pela introdução de grandes níveis de geração eólica (IEA, 2014).

O segundo decorre das definições dos diferentes tipos de reserva de cada SEP. As reservas normalmente são classificadas de acordo com o tempo de resposta e o estado de operação (IEA, 2013) (ESMAP, 2015).

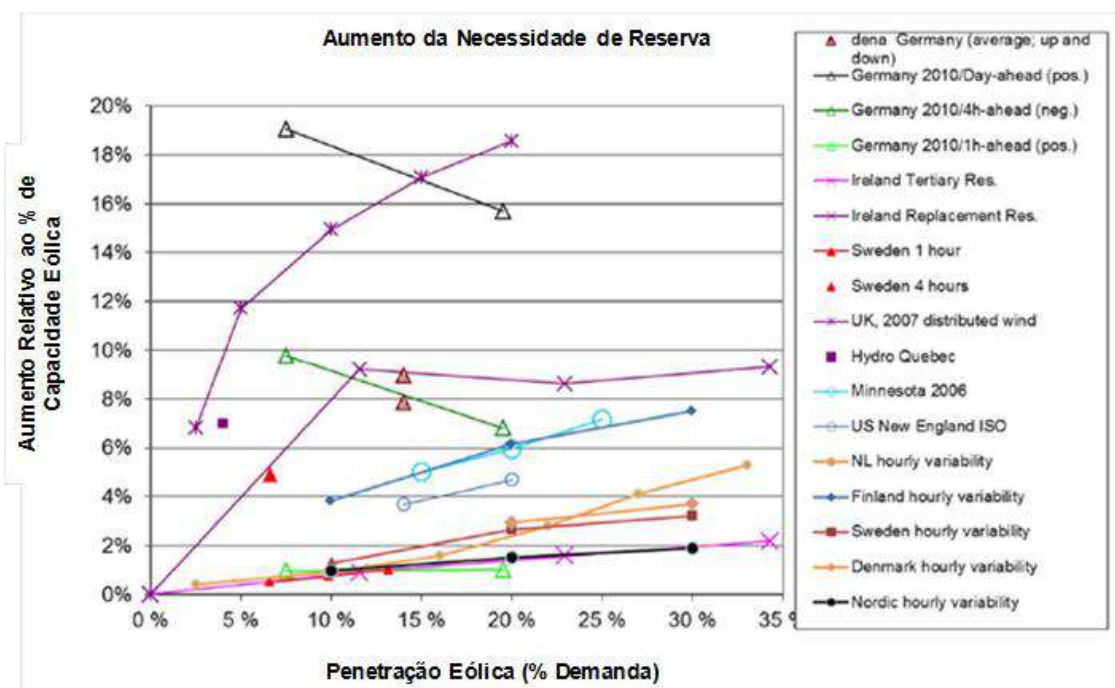


Figura 41: Resumo dos resultados de diferentes estudos para o aumento necessário de reservas devido à geração eólica.

Fonte: IEA WIND (2016) - Traduzido

IEA (2013) apresenta uma definição geral buscando abarcar os diferentes tipos de reserva dos diversos sistemas: as reservas operativas, que respondem automaticamente às necessidades e as reservas manuais que são acionadas conforme a demanda e normalmente apresentam tempo de resposta variando de minutos a poucas horas.

Outro fator ao qual a variação de reserva está relacionada é o período de definição das reservas. Em mercados elétricos em que estas são alocadas com um pequeno intervalo de tempo (poucas horas), o impacto das fontes variáveis é reduzido, pois dessa forma a incerteza do despacho é menor (IEA, 2016).

Apesar de ainda não haver resultados conclusivos para a classe de reserva que necessita maior crescimento, pode-se citar que na Irlanda e na Espanha tem-se observado um maior crescimento das reservas manuais (IEA, 2013) (NREL, 2011). Enquanto as reservas do tipo operativas têm respondido mais ao ajuste da estabilidade do sistema (IEA, 2016).

4.3 Efeito de Ordem de Mérito

Ordem de mérito é a classificação das usinas de geração de eletricidade a partir de seus custos marginal de curto prazo, englobando os custos com combustíveis (IEA, 2014) (CLUDIUS et. al., 2014).

A penetração de energia variável sem custo de operação (ou com baixíssimos custos) impacta a distribuição desta curva de ordem. Devido ao seu baixo custo, sempre que aptas a produzir eletricidade, estas fontes entram na frente das outras usinas (EWEA, 2009). Além desses dois fatores, em muitos locais as fontes renováveis variáveis ainda recebem incentivos para gerar o que altera a dinâmica de preços dela ocasionando muitas vezes preços negativos nos mercados de eletricidade (NICOLSI, 2012) (IEA, 2014).

Com isso os preços da energia tendem a ficar menores nos momentos de alta geração eólica (NICOLSI, 2012) e como um todo no sistema (CLUDIUS et. al., 2014) (AZOFRA et. al., 2014). Plantas de geração de base com maiores custos tendem a ser deslocadas para regiões de menor despacho, reduzindo assim seus fatores de capacidade, sua remuneração e o custo da energia, principalmente para regiões em que a demanda não apresenta crescimento (SCHABER, 2014). A Figura 42 ilustra essa situação.

A intensidade do efeito de ordem de mérito depende da curva de ordem de mérito de cada sistema e da contribuição da energia eólica nos momentos de alta demanda (IEA, 2014). No caso o efeito é superior para curvas com maiores inclinações (SENSFUß et. al., 2008).

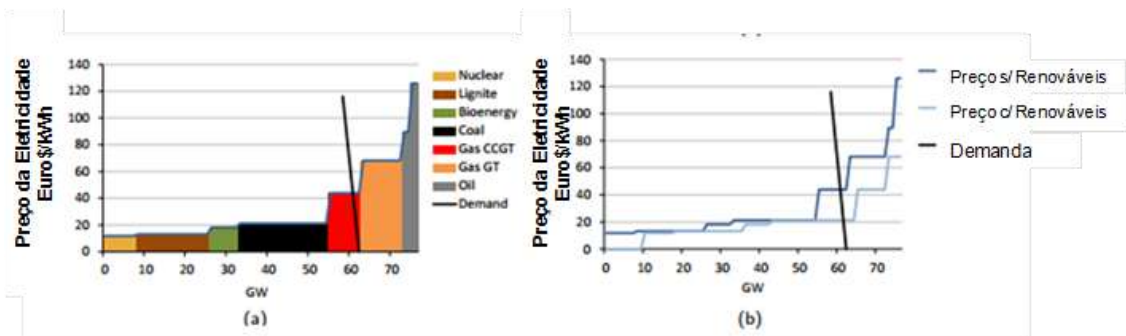


Figura 42: Ilustração do efeito de ordem de mérito. (a) Ordem de mérito sem a presença de energia renovável variável (b) Variação na curva de ordem de mérito pela entrada ERV

Fonte: SCHABER (2014) - Adaptado

4.4 Efeito de Uso

A entrada de fontes variáveis afeta a curva de demanda que deve ser atendida pelo sistema. Comparativamente, a demanda residual tem um perfil mais íngreme que a demanda sem a consideração das fontes variáveis (NICOLOSI, 2012). Isso indica que o pico de carga não é tão afetado pela penetração eólica, assim como as cargas mais leves (SAARINEN et. al., 2015).

Este comportamento é mais facilmente compreendido através de uma curva de permanência da carga a ser atendida para um período anual, por exemplo. A Figura 43 ilustra esse caso para diferentes níveis de penetração de geração variável, mostrando que para maiores percentuais, menos *flat* é a curva.

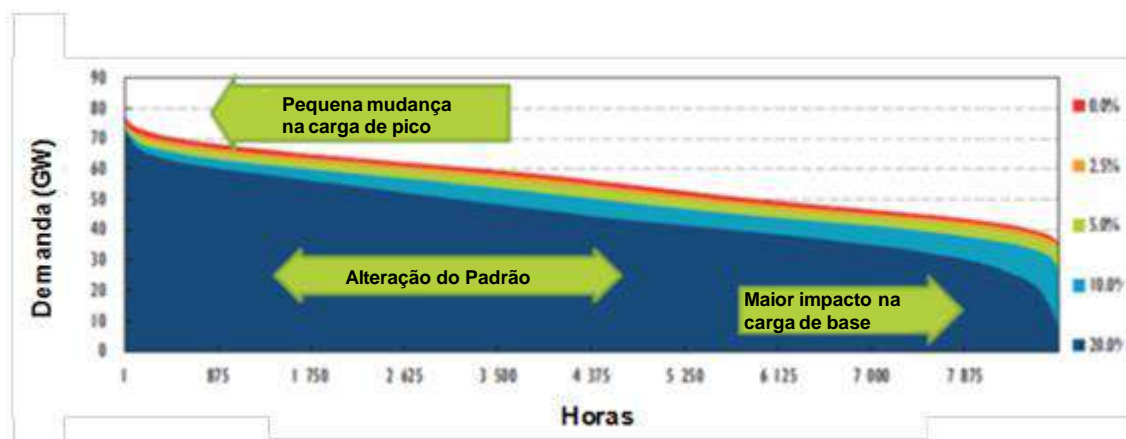


Figura 43: Curva de duração de carga anual para diferentes níveis de penetração eólica.

Fonte: IEA (2014) - Traduzido

Esta situação se relaciona com o chamado valor da capacidade eólica (*capacity value*). Este valor designa o quanto de carga extra pode ser suprida, mantendo-se a segurança e estabilidade do sistema, com a adição de capacidade eólica (HASCHE et.

al., 2011). Há uma tendência desse valor ser menor para maiores índices de penetração eólica (IEA, 2016). Isto ocorre porque dificilmente há correlação entre a geração eólica, suas máximas capacidades e os momentos de pico de consumo. Enquanto que para os momentos em que a carga é de base, que é a maior parte do tempo no sistema, a possibilidade de haver grande geração eólica é bem maior, reduzindo a demanda a ser atendida (NICOLOSI, 2012).

Esse efeito sobre a frequência de ocorrência das cargas se reflete na geração, alterando o perfil de despacho e os fatores de capacidade das diferentes tecnologias. A geração costuma ser dividida em usinas responsáveis por atender a base do sistema, usinas de ponta, que atendem as cargas de pico, e muitas vezes uma classe intermediária entre as duas. As usinas de base normalmente apresentam alto custo de investimento e baixo custo de operação, e por isso operam com alto fator de capacidade de forma a garantirem sua remuneração sem afetarem os custos do sistema. Do lado oposto estão os geradores de ponta, que apresentam baixo custo de investimento e alto custo de geração, são despachados para garantirem o atendimento da ponta da carga, portanto apresentam baixo fator de capacidade (IEA, 2014) (NICOLOSI, 2012).

Com a mudança do perfil da carga ilustrada na Figura 43 a geração de base tem seu fator de uso reduzido (KIVIUOLMA, 2013), enquanto os geradores de ponta e intermediários passam a ser despachados com maior frequência (NICOLOSI, 2012). A Figura 44 ilustra essa situação, a parte de baixo relaciona o fator de capacidade de cada tecnologia com a mudança na curva de permanência da demanda, enquanto a parte de cima mostra os custos de cada um dos tipos de geração considerados.

No caso demonstrado a geração de base é atendida por energia nuclear que tem uma baixa capacidade de flexibilidade, contudo em outros países essa fonte de base pode ser termoeletricas a carvão ou a gás por ciclo combinado. Para esses casos, como essas tecnologias tem uma flexibilidade superior à nuclear, o efeito será um pouco mais ameno, mas não deixando de existir (Figura 45).

No Brasil a situação é diferente porque a geração de base é atendida por usinas hidráulicas que apresentam boa flexibilidade e conseqüentemente são capazes de acompanhar variações na carga (EURELECTRIC, 2015). Assim elas são capazes de fazer o papel das usinas intermediárias, garantindo a elas uma menor redução em seu fator de capacidade.

Contudo a estocasticidade do recurso água e a redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios brasileiro pode tornar esta estratégia demasiadamente arriscada com relação aos cenários futuros.

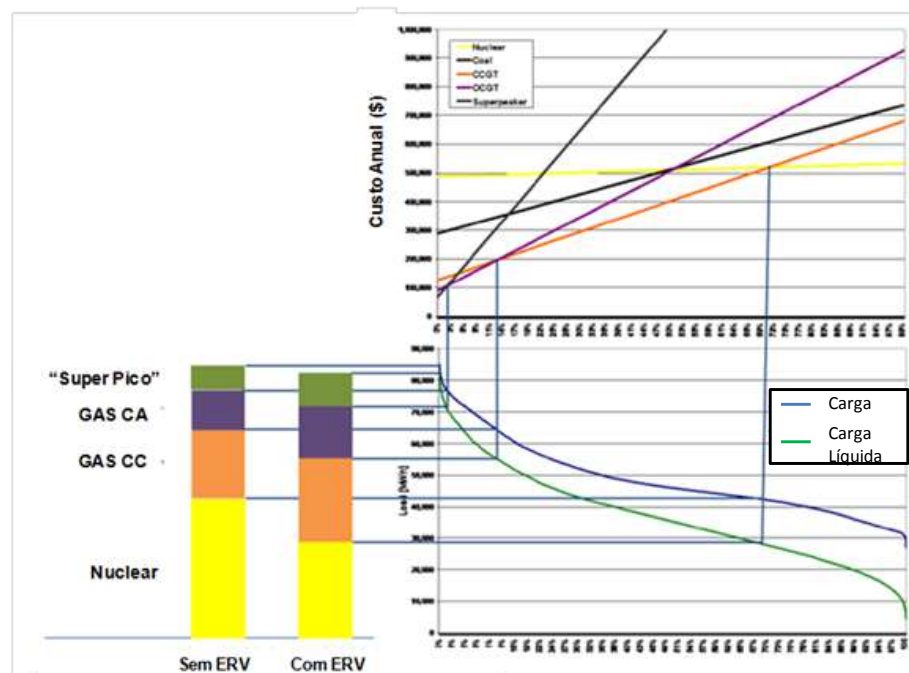


Figura 44: Relação entre a curva de duração de carga, o despacho de diferentes tecnologias de geração e seus respectivos custos.

Fonte: Nicolosi (2012) - Traduzido

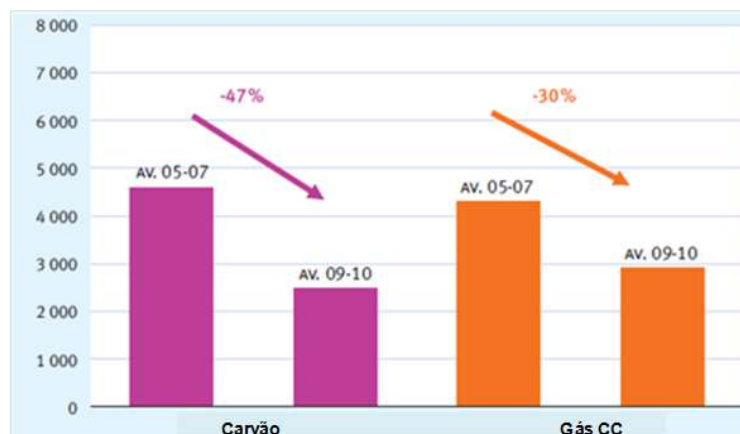


Figura 45: Variação da geração média da de termoeletricas a carvão e por ciclo combinado na Espanha.

Fonte: EURELECTRIC (2011) - Traduzido

Ao mesmo tempo em que a entrada de renováveis pode aumentar o incentivo a tecnologias para atender a ponta, ela também aumenta a necessidade de flexibilidade no sistema para acompanhar sua variabilidade (ESMAP, 2015) (EWEA, 2010). Tecnologias flexíveis costumam apresentar maior custo (ECOFYS, 2014)

(KIVIUOLMA, 2013), necessitando de um maior fator de capacidade para garantirem remuneração. Os mercados atuais, com a alta penetração de variáveis, apesar de necessitarem de flexibilidade, podem não apresentar o incentivo correto para o investimento nesse tipo de tecnologia (EDMUNDS et al. 2015) (BROUWER et. al., 2015) (ESER et. al., 2016).

Mais uma vez é importante citar que as dimensões desse efeito dependem da correlação da geração eólica com o perfil de demanda (IEA, 2014), se esta está crescendo ou estagnada e da dispersão geográfica dos parques eólicos (IEA, 2016). Caso a geração eólica possua uma forte correlação positiva/negativa com a demanda/entre si (entre os diversos parques eólicos), o que não é comum, esse efeito pode ser bastante minimizado.

4.5 Aumento da Instabilidade do Sistema

Historicamente os SEP's têm utilizado geradores síncronos de grande porte, com elevada capacidade de massa girante, e devido à sua inércia são capazes de balancear a relação oferta-demanda da rede à custa da redução da frequência (BOLIK, 2004). Além disso, estes têm mecanismos de controle mais bem desenvolvidos para o ajuste da frequência, voltagem e potência reativa (BURTON, 2001). É importante citar também que a oferta de potência nos geradores convencionais é definida deterministicamente, dependente da inserção de combustível³³. Em contrapartida, a geração eólica depende do vento que é um recurso incerto e variável, o que torna sua geração estocástica (BOLIK, 2004).

Pode-se afirmar que a intensa entrada de geração eólica traz desafios para os sistemas elétricos, ainda não adaptados às suas características. Com isso, a interação entre esse tipo de geração e a rede é diferente, por exemplo, em situações de desbalanceamento entre a geração e a carga e de distúrbios, provocado por quedas de linhas de transmissão ou de grandes geradores (NREL, 2014) (IEA, 2016).

Os aerogeradores apresentam limitações na provisão de alguns serviços para o sistema, assim, pode haver dificuldade na manutenção e reestabelecimento dos níveis de frequência e voltagem, a preservação do sincronismo do sistema e capacidade de *fault ride through* (SLOOTWEG, 2003) (IEC, 2012) (IEA, 2016).

³³ No caso de UHE's a incerteza ocorre no espaço temporal de dias para aquelas sem reservatórios e meses para as que contam com reservatório, diferente da geração eólica que a incerteza é de horas e até minutos.

Há ainda efeitos elétricos causados diretamente pelos aerogeradores e suas peculiaridades técnicas. Estas consequências e suas respectivas possíveis causas devido à penetração eólica estão resumidos na Tabela 8.

Tabela 8: Impactos elétricos relacionados à geração eólica.

Distúrbios	Causa Técnica
Elevação/Queda de Tensão	Valor médio da potência fornecida
Flutuações de tensão e cintilação (<i>flicker</i>)	Operações de chaveamento
	Efeito de sombreamento da torre
	Erro de passo da pá
	Erro de mudança de direção
	Distribuição vertical do vento
	Flutuações da velocidade do vento
	Intensidade de turbulências
Harmônicos	Conversores de frequência
	Controladores tiristorizados
	Capacitores
Consumo de potência reativa	Componentes indutivos ou sistemas de geração

Fonte: BRUM (2014)

Nos últimos anos a capacidade da geração eólica contribuir para a estabilidade do sistema tem evoluído, existindo hoje mecanismos de controle, como o controle ativo da potência gerada e o aproveitamento da inércia das turbinas que possibilitam esses serviços e podem facilitar o aumento da penetração eólica nos *grids*³⁴ (NREL, 2014a) (MILLER, 2011).

O estudo da NREL (2014) analisa o impacto da utilização destes mecanismos de controle para o reestabelecimento da frequência em uma situação de queda de um gerador com a consequente diminuição da frequência do sistema (Figura 46). É possível observar que o uso dos geradores eólicos para a provisão desse serviço auxilia o sistema e que o controle ativo (PFR) apresenta uma capacidade superior de recuperação da frequência que o aproveitamento da inércia.

Apesar da importância de se avaliar este tipo de impacto, este estudo não busca avaliar a questão da estabilidade do sistema e o impacto elétrico da geração eólica.

³⁴ Alguns maneiras de alcançar estes controles são abordados em Sun et al. (2013).

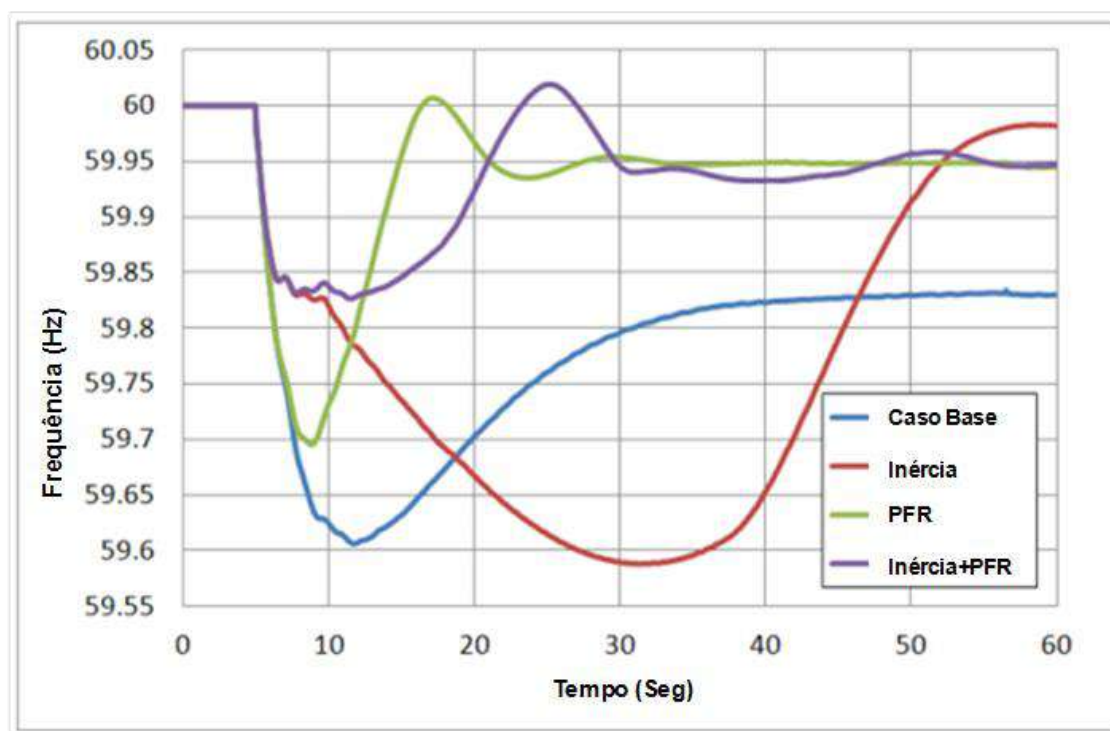


Figura 46: Resposta da frequência para diferentes formas de controle ativo da geração eólica em um cenário de 50% de penetração eólica.

Fonte: NREL (2014a) - Traduzido

4.6 Saturação do Sistema de Transmissão

O fato de os parques eólicos serem instalados nos locais de melhor disponibilidade do recurso eólico muitas vezes gera uma grande concentração de potência instalada em regiões remotas, que necessitam de linhas de transmissão para escoar essa energia para os diversos centros de carga da rede (EWEA, 2009). Sendo importante também para evitar o vertimento³⁵ da energia eólica (HITAJ, 2015).

Além disso, o investimento em linhas de transmissão também é importante para a melhor operacionalização do sistema, que conforme visto pode sofrer com a alta penetração eólica. Dessa forma uma rede com maior capacidade de interligação possibilita maior manejo para o operador trabalhar com as reservas e explorar toda a flexibilidade do sistema (IEC, 2012).

Alguns estudos tem tentado mostrar a necessidade de reforços na rede devido à penetração eólica. PESCH et al. (2014) questionam a capacidade do sistema de transmissão alemão escoar a energia gerada por fontes renováveis variáveis. Ele mostra que devido à concentração de energia eólica no norte do país, há uma maior

³⁵ Verter vento significa que há capacidade de se gerar energia na turbina eólica mas não há demanda ou condições da rede para absorverem essa carga.

probabilidade de haver gargalos de transmissão desta região para o sul. SANSAVINI (2014) aborda probabilisticamente o potencial de a incerteza e a variabilidade eólica provocar congestionamento na rede. Em seu estudo é mostrado que certos níveis de demanda e geração eólica associados são propensos a desencadear situações de queda em cascata de linhas de transmissão devido à sobrecarga de algumas linhas.

O aumento do aproveitamento do potencial eólico passa por investimentos em reforços e expansão na rede de transmissão, acarretando custos de integração que muitas vezes não são atribuídos à geração eólica. Em contrapartida, não é correto pôr na conta das renováveis todo o custo adicional com transmissão visto este ser um ativo do sistema que beneficia toda a rede, sendo realmente complexa a justa alocação desses custos (IEA, 2013).

4.7 Redução do Consumo de Combustíveis

A busca por menores emissões de gases do efeito estufa (GEE) é muitas vezes apontada como uma das causas do aumento das gerações renováveis nos sistemas elétricos mundiais (MARQUES & FUINHAS, 2011). Não cabe aqui avaliar se este foi ou não um fator decisivo nesse processo, mas pode-se afirmar que é um impacto direto da entrada de fontes variáveis na rede.

O aumento da participação eólica na geração reduz o uso de fontes termoeletricas convencionais, principalmente em regiões em que este tipo de geração atende a base do sistema, reduzindo assim o consumo de combustíveis fósseis (WHEATLEY, 2013).

Essa redução traz duas consequências para o sistema, a atenuação do custo da eletricidade, visto que os combustíveis são elementos importantes da formação das despesas variáveis dos SEP's e a redução dos níveis de emissões de GEE, pois as fontes renováveis não emitem esses gases para a atmosfera (NREL, 2013b) (DELARUE et. al., 2009).

Alguns estudos dentre eles os da NREL (2013b) (2015) demonstram que mesmo considerando os custos e as emissões devido à operações de ciclagem, os benefícios da geração variável nestes dois aspectos continuam sendo muito superiores que os ônus, conforme pode ser observado nas Figura 47 e Figura 48.

Custos Extras e Custos Evitados pela Entrada de Geração Variável

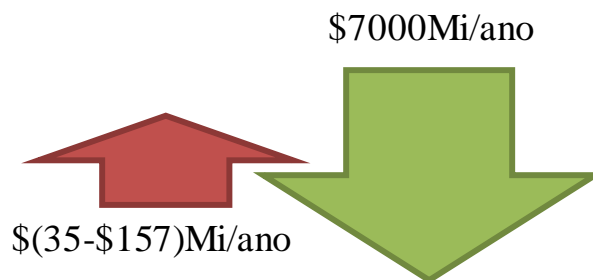


Figura 47: Custos de operação extras e custos de operação evitados pelo aumento da geração eólica, considerando os impactos sobre a geração termoelétrica (redução de seu despacho e perdas de ciclagem).

Fonte: NREL (2015) – Elaboração Própria

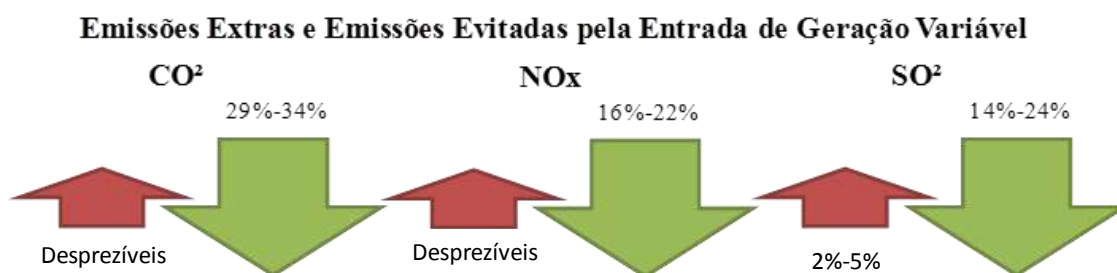


Figura 48: Emissões extras e emissões evitadas pelo aumento da geração eólica, considerando os impactos sobre a geração termoelétrica (redução de seu despacho e perdas de ciclagem).

Fonte: NREL (2013b) – Elaboração Própria

No estudo em questão a contabilização dos efeitos de ciclagem fez com que a redução na emissão de NO_x fosse de 1% a 2% superior, tendo isso ocorrido devido às características específicas do sistema oeste americano. Assim, apesar de esses valores servirem como referência para sistemas com perfil semelhante ao analisado no estudo (sistema elétrico do oeste dos Estados Unidos), vale ressaltar que estes montantes podem variar bastante para sistema como o brasileiro, que tem a hidroeletricidade como principal fonte de abastecimento.

4.8 Medidas para Mitigação dos Impactos da Geração Eólica

A percepção dos impactos causados pela geração eólica fez com que se iniciasse uma busca pela solução destes problemas de forma a facilitar a integração eólica aos *grids* atuais. A seguir algumas medidas comumente citadas na literatura serão apresentadas. Algumas delas estão sendo implantadas e existem no sistemas

elétricos há algum tempo, porém outras ainda estão em fase incipiente de utilização na maioria dos países, como os *smart grids*, por exemplo.

Diversos dos impactos apresentados podem ser mitigados ou solucionados através do aumento da flexibilidade do sistema (LUND et.al., 2015). De fato, o aumento da variabilidade e da incerteza da demanda residual gerado pela geração eólica, para ser gerido, requer um aumento na capacidade de flexibilidade (DENHOLM & HAND, 2011).

Flexibilidade pode ser definida como a capacidade de SEP garantir a estabilidade do sistema e o atendimento da demanda frente situações de rápidas e intensas modificações na demanda ou na oferta de energia (ECOFYS, 2014) (IEA, 2008).

As três principais formas de prover flexibilidade à rede ocorrem através do incremento desta pelo lado da demanda, da oferta e através de armazenamento (POOLE, 2015) (KIVIUOLMA, 2013).

Contudo a medida mais em conta, e a primeira a ser tomada, é o ajuste operacional do sistema aproveitando os ativos existentes (Figura 49). Medidas que possibilitem a melhor integração da fonte eólica como a diminuição do tempo de despacho e o ajuste da previsão (AGGARWAL & ORVIS, 2016).

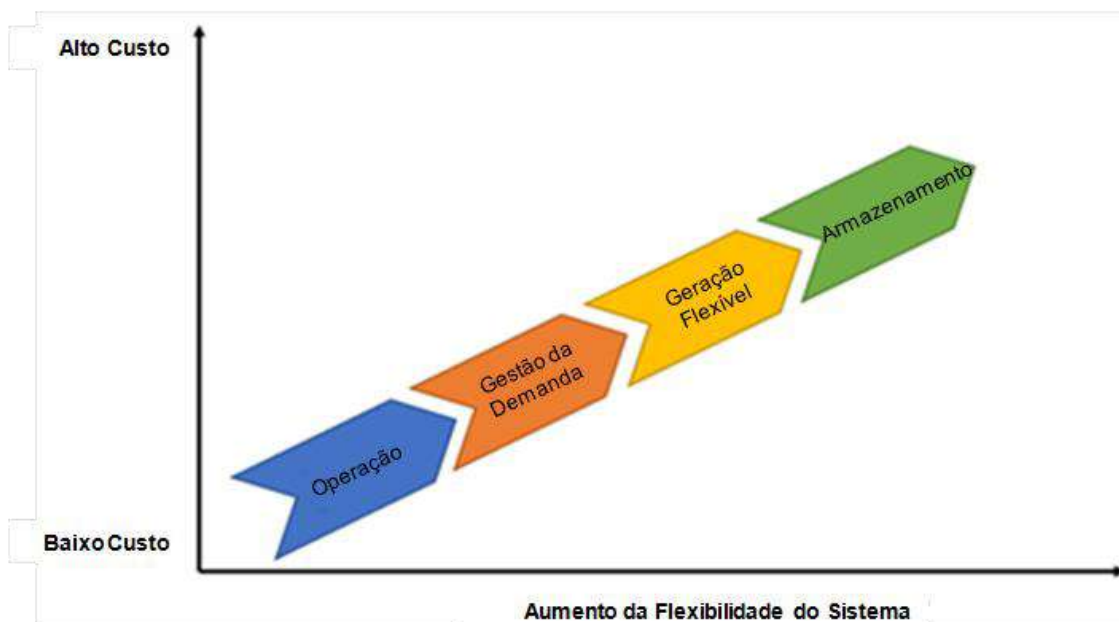


Figura 49: Curva de custo de oferta de flexibilidade do Sistema.

Fonte: AGGARWAL & ORVIS (2016) - Adaptado

4.8.1 Medidas pelo Lado da Demanda

As medidas tomadas pelo aspecto da demanda são tentativas de usá-la como uma válvula de saída para os momentos de oferta estreita (POOLE, 2015). Para que a demanda possa funcionar como um ativo flexível do sistema é preciso alguns ajustes, de forma que se possibilite o correto incentivo e mecanismo para que isso ocorra (NREL, 2015).

A Figura 50 ilustra os diferentes tipos de gestão da flexibilidade pelo lado da demanda. Além desses pode-se considerar também medidas mais relativas à potência, como o balanceamento da carga minuto a minuto e corte da oferta para determinadas cargas em situações de contingência (NREL, 2015).

Pode-se pensar nesse tipo de gestão através do molde das cargas residenciais, industriais ou do setor de serviços, por meio de conscientização, incentivos financeiros, como descontos e tarifa dinâmica de acordo com a carga (LUND et. al., 2015).

Outras benesses podem ser alcançadas com a implementação dessas medidas como a redução do preço de pico e do preço médio da energia (KIRSCHEN, 2003), reduzir o poder de mercado dos geradores (BORESTEIN, 2002), reduzir o investimento na expansão do *grid* e diminuir o despacho de geradores para atender o pico da carga (FRASER, 2001).

As barreiras para que medidas pelo lado da demanda sejam utilizadas advêm da falta de tecnologia de informação e comunicação, dificuldade na compreensão dos seus benefícios, falta de incentivos e estrutura de mercado (KIM, 2011) (STRBAC, 2008).

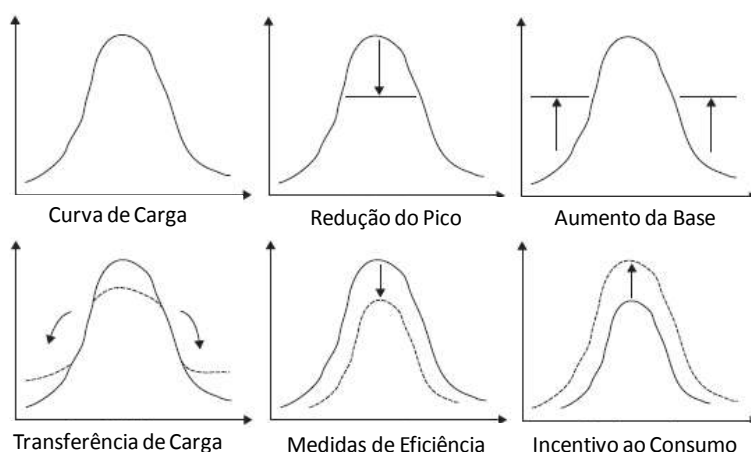


Figura 50: Medidas de balanceamento do sistema pelo lado da demanda.

Fonte: GELLINGS & SMITH (1989) - Traduzido

4.8.2 Medidas pelo Lado da Oferta

O incremento da oferta de geração com maior capacidade e velocidade de rampa (EURELECTRIC, 2011), menor tempo de desligamento e retomada (NREL, 2015) (BROUWER et al., 2015), menores níveis de carga mínima (IEA, 2016) e reduzidos custos e impactos para essas atividades podem facilitar a integração de fontes variáveis no sistema (NREL, 2012).

Dentre as usinas convencionais mais utilizadas atualmente, as que apresentam maior flexibilidade são os geradores à gás de ciclo aberto e hidrelétrico Figura 51 (EURELECTRIC, 2015) (EURELECTRIC, 2011).

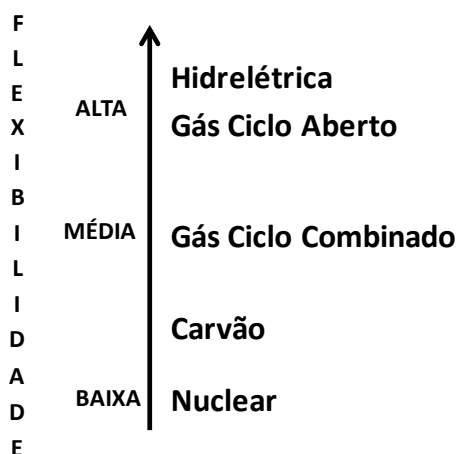


Figura 51: Relação de flexibilidade das usinas de geração elétrica.

Fonte: KLIMSTRA & HOTAKAINEN (2011), EURELECTRIC (2015a), POOLE (2015) e NREL (2010) – Elaboração Própria

Mesmo para essas tecnologias há desafios a serem superados. A geração hidrelétrica é dependente de um recurso estocástico e seus reservatórios tem que atender a outras demanda de uso múltiplo da água, o que faz com que haja maior incerteza, restrições e menor disponibilidade em sua oferta (CARVALHO, 2015) (IEA, 2011).

No Brasil, atualmente, a construção de UHE's vem sofrendo resistência devido a alguns fatores, entre eles os impactos ambientais causados, principalmente no que compete ao aspecto social desses impactos (D'ARAÚJO, 2012) (CPFL ENERGIA, 2014). As usinas com reservatório de regularização têm sido preteridas em relação àquelas à fio d'água, o que tem levado à redução da capacidade relativa de armazenamento do SIN (FIRJAN, 2013) (SILVA, 2014).

Essa situação está ilustrada na Figura 52, onde estão indicados a razão, área inundada por potência instalada das usinas construídas após 2007 e a redução da capacidade de regularização do sistema brasileiro. Esta redução decorre do aumento da demanda por eletricidade que não está sendo acompanhando pela expansão de novos reservatórios, reduzindo a capacidade de regularização e abastecimento do sistema elétrico nacional.

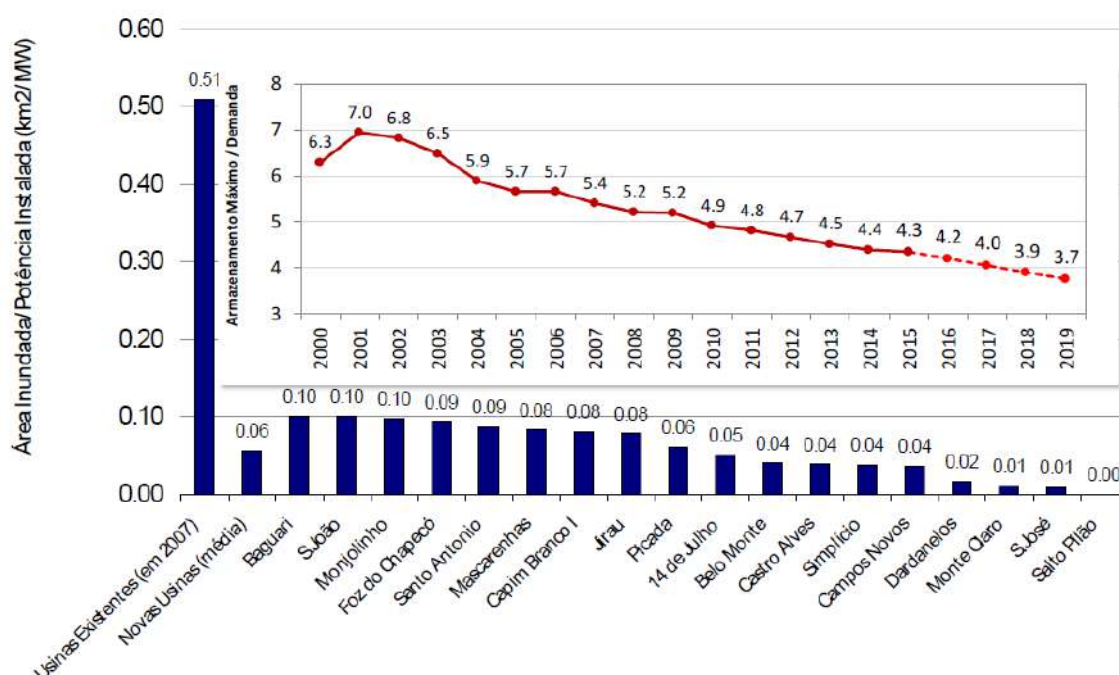


Figura 52: Razão área inundada por potência instalada das UHE's construídas após 2007 (gráfico de barras) e gráfico indicativo da capacidade de regularização do SIN.

Fonte: BEZERRA (2016)

Quanto às usinas à gás, os recentes investimentos tem indicado o desenvolvimento daquelas com maior eficiência energética, as de ciclo combinado (PETRONOTÍCIAS, 2016) (ABEGÁS, 2015). Contudo, o setor gasífero tem tido dificuldade em desenvolver projetos de geração devido à questões regulatórias, entre elas a necessidade de se comprovar a disponibilidade de gás natural para todo o período de concessão (IAB, 2016).

Assim, os projetos têm-se voltado para o suprimento externo, através da aquisição de gás natural liquefeito (GNL) (IAB, 2016) (ABEGÁS, 2015). No atual sistema estas usinas tem o despacho definido com 2 meses de antecedência, para que se possa realizar a compra e o transporte das cargas de GNL adquiridas (EPE, 2007a).

Com isso, além do possível aumento da dependência externa, podem ocorrer situações de que o balanceamento não possa ser provido por esses geradores por falta de combustível no momento de necessidade.

4.8.3 Armazenamento

O armazenamento de energia possibilita o melhor equilíbrio e balanceamento da oferta com a demanda. A energia gerada nos momentos de baixa demanda é poupada para ser utilizada nos momentos em que a geração não for capaz de suprir a carga (LUND et. al., 2015) (KIVIUOLMA, 2013). Com isso mitiga-se também o vertimento de energia (NREL, 2015a).

O armazenamento da energia elétrica é tecnologicamente difícil, os capacitores têm um alto custo e oferecem uma pequena capacidade de armazenamento (KLIMSTRA & HOTAKAINEN, 2011). Assim para se armazenar energia em maior escala utiliza-se mecanismos de conversão químicos e mecânicos para guardar energia (KLIMSTRA & HOTAKAINEN, 2011).

Além dos custos, há dois parâmetros técnicos importantes a serem considerados na decisão da tecnologia de armazenamento mais apropriada, a capacidade energética e a capacidade de potência. A primeira se refere ao quanto de energia é possível guardar, o segundo diz respeito à quantidade de potência que pode ser liberada em determinado intervalo de tempo (LUND et. al., 2015).

Dentre as principais tecnologias de armazenamento destacam-se as baterias³⁶, hidrelétricas reversíveis³⁷, supercapacitores³⁸, armazenamento de ar comprimido³⁹, baterias eletromecânicas (*flywheel*)⁴⁰ e supercondutores magnéticos⁴¹ (LUND et. al., 2015) (RAHMAN, 2012). Um indicativo das relações de capacidade de potência e energética estão apresentadas na Figura 53.

³⁶ Armazenamento eletroquímico por meio de eletrodos ou íons (NARIN & GARIMELLA, 2010) (LUND et. al., 2015). Atualmente os principais tipos são de chumbo ácido, níquel-cádmio e lítio (AKHIL et. al., 2013) (IEC, 2014).

³⁷ Usinas reversíveis aproveitam o excesso de energia do sistema para bombear água de um reservatório inferior de jusante para um reservatório elevado de montante (AKHIL et. al., 2013).

³⁸ Supercapacitores são elementos eletroquímicos que armazenam carga eletroestática através de adsorção reversível de íons eletrolíticos (SIMON & GOGOTSI, 2008).

³⁹ Através da eletricidade realiza a compressão do ar, mantendo-o guardado em reservatório para ser utilizado por turbinas a gás nos momentos de necessidade (AKHIL et. al., 2013).

⁴⁰ Utiliza o conceito do aproveitamento da inércia da massa girante para armazenar energia através do momento angular de rotores em rotação (AKHIL et. al., 2013).

⁴¹ Supercondutores magnéticos armazenam energia nos campos magnéticos criados pela passagem de corrente contínua por bobinas supercondutoras resfriadas (IEC, 2014) (MOLINA & MERCADO, 2011).

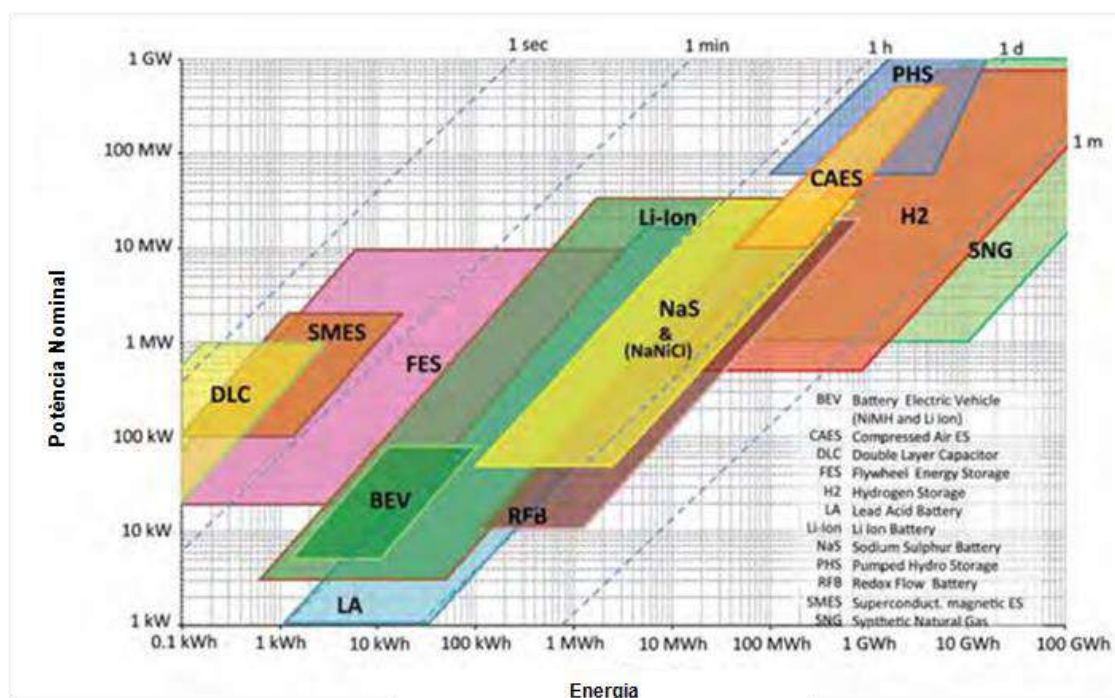


Figura 53: Comparativo entre a potência nominal, energia armazenável e tempo de descarga entre diferentes formas de armazenamento.

Fonte: IEC (2014) - Traduzido

Há algumas tecnologias auxiliares ou complementares ao armazenamento de energia, como a conversão de eletricidade em gás conhecida como *Power To Gas* (PTG), que possibilita o armazenamento em gás comprimido ou a inserção desse gás na rede⁴² e o uso da eletricidade para a produção de calor (*Electricity to Thermal* - E2T), que possibilita o armazenamento de calor em *boilers*, por exemplo⁴³ (LUND et. al., 2015).

Outras formas de se obter flexibilidade que podem ser citadas são o aumento da infraestrutura do *grid*, fortemente relacionada com o aumento da capacidade de transmissão (EURELECTRIC, 2011) e o desenvolvimento de *smart grids*⁴⁴ (IEC, 2014), o uso de veículos elétricos para possibilitar uma melhor gestão da demanda, armazenamento e oferta de energia (ECOFYS, 2014), criação de mecanismos e ajuste da estrutura de mercado através de uma redução do tempo de despacho, maior

⁴² O PTG pode ter duas etapas possíveis, a primeira é o PTG em si, onde há a produção de hidrogênio por meio de eletrólise da água (usando eletricidade) (VANDEWALLE et. al., 2015) (SCHIEBAHN et. al., 2015). O segundo passo consiste na produção de metano através da reação de hidrogênio e gás carbônico (neste processo há a liberação de água) (VANDEWALLE et. al., 2015) (SCHIEBAHN et. al., 2015) (JUNAEDI, 2011).

⁴³ Conversão da energia elétrica em energia térmica para aquecimento ou resfriamento ou estoque, visto que o armazenamento térmico é uma tecnologia mais bem consolidada que o elétrico. (LUND, 2012)

⁴⁴ Sistema em que a tecnologia digital é aplicada buscando uma melhor eficiência, monitoramento e controle da rede (CAISO, 2010) (DOE, 2014). Idealmente, todos os agentes do sistema estão conectados de maneira que todas as informações estão disponíveis em tempo real, e o fluxo de potência pode tomar o caminho contrário do que ocorrer atualmente, ou seja, pode ir do consumidor para o produtor possibilitando o melhor aproveitamento da geração distribuída, por exemplo (CARDENAS et. al., 2014) (IEC, 2014) (DOE, 2014).

valoração das reservas e prestação de serviços ancilares para o sistema e melhores indicadores de preço tanto para o produtor quanto para o consumidor (LUND et. al., 2015).

5. METODOLOGIA

Até o momento este estudo apresentou conceitos e informações sobre o tema principal a ser abordado. Daqui por diante tais aspectos citados anteriormente servirão de base conceitual para o acompanhamento da estruturação e análise do tema crítico deste trabalho: o impacto da penetração de fonte eólica no sul do Brasil.

Este capítulo busca apresentar e mostrar o passo a passo da metodologia desenvolvida para a análise dos cenários relativos ao aumento da penetração eólica no subsistema elétrico do sul do Brasil.

Dessa forma, serão aqui apresentados o modelo de despacho utilizado, as suposições consideradas na transposição do caso real para a situação modelada, e a escolha dos dados de entrada frente à enorme gama de valores disponíveis. Além disso, em busca de uma base sólida de dados para que se possa fazer as análises e alcançar o objetivo do trabalho, será utilizada a metodologia de cenários que também será descrita nesse capítulo.

5.1 O modelo

A geração eólica carrega consigo a incerteza e a variabilidade de geração, ambas no curto prazo, tornando isto um problema para a operação do sistema, conforme discutido nos capítulos anteriores. Os sistemas atuais são capazes de lidar com essas questões para pequenos percentuais de penetração eólica. Contudo, para valores superiores a 5% de geração em base anual, estes problemas começam a afetar o sistema (IEA, 2014).

Para consolidar o planejamento da rede, não basta uma análise qualitativa da inserção eólica. É preciso um estudo mais aprofundado de seus impactos na operação do sistema (BROUWER et. al., 2014) (IEA WIND, 2013a). Assim, é de grande valia o uso de modelos de despacho que possam modelar o sistema com uma discretização temporal ao menos horária, para que, dessa forma, se possa enxergar os efeitos da variabilidade eólica nas outras fontes de geração e no sistema como um todo (BROUWER et al., 2014).

É também importante que o modelo seja capaz de capturar a variabilidade sazonal do sistema elétrico brasileiro, que tem forte dependência da geração hidráulica, e os efeitos da geração em cascata, também muito presentes no caso nacional. Tais aspectos devem ser englobados no modelo de forma a possibilitar uma análise verossímil do SIN do ponto de vista de custo, despacho, segurança e confiabilidade.

Vale destacar que os modelos utilizados pela ONS e pelo CEPEL no planejamento da operação do SIN não caracterizam muito bem a geração eólica, pois não estão aptos a simular a variabilidade e incerteza desta fonte no curto prazo (ANEEL, 2011) (ANEEL, 2011a) (ANEEL, 2012) (CAVADOS, 2015) (STEINBERG, 2012) (MORAES et al, 2015) (ENEL, 2016). Atualmente a geração eólica faz parte das usinas não simuladas individualmente (UNSI), sendo estas abatidas da carga a partir da geração média esperada (CAVADOS, 2015) (ANEEL, 2011) (ANEEL, 2011a) (ANEEL, 2012). Este estudo busca elevar a penetração eólica até níveis em que ela terá grande parcela de contribuição no suprimento da carga, o que torna esta abordagem um pouco inadequada.

O estudo necessita de um modelo que possibilite a modelagem individualizada das usinas do subsistema sul, das linhas de transmissão e do despacho econômico com um intervalo ao menos horário. Além disso, é muito importante que o modelo seja capaz de capturar a variabilidade da geração hidráulica e eólica os efeitos das usinas em cascata. Assim, o modelo de trabalho escolhido foi o Plexos® *Energy Model*, desenvolvido pela *Energy Exemplar* (PLEXOS WIKI, 2016).

O Plexos oferece diferentes possibilidades para a solução dos problemas de otimização. Entre elas a solução por programação linear através do algoritmo dual-simplex, e programação inteira mista

O modelo vem sendo utilizado por diversos estudos em diferentes análises que têm como foco a operação de um sistema elétrico. Dentre os diversos estudos que fizeram uso do Plexos, alguns merecem destaque, dentre eles os trabalhos realizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Dois trabalhos detalhados, o NREL (2013b) e o NREL (2014b), ambos com foco na integração de energia solar e eólica no sistema elétrico do oeste dos Estados Unidos, fizeram uso do Plexos como ferramenta de simulação sub-horária para analisar o impacto ocorrido em fontes termoeletricas devido à necessidade de ciclar por mais tempo e mais vezes e o impacto sobre a regulação de frequência e estabilidade do sistema, respectivamente.

O NREL (2013b) mostrou que o aumento dos custos e das emissões devido a operações de ciclagem foram inferiores à redução de custos devido à produção das fontes renováveis variáveis. O trabalho também apontou que os custos de ciclagem são formados principalmente pelos custos de partida. Além disso, mostrou que o número de rampas e as horas de geração por partida das usinas por carvão aumentam e diminuem, respectivamente, nos cenários de alta penetração de renováveis.

O NREL (2014b) concluiu que a forte penetração de fontes variáveis não é um impeditivo para a manutenção da estabilidade e o controle de frequência, desde que seja feito um bom planejamento do sistema e executadas boas práticas de engenharia, além de um investimento em transmissão.

Outros estudos da NREL que abordaram o aumento de geração renovável variável, que explicitamente citaram o Plexos como o modelo de despacho utilizado, foram o NREL (2013a), com foco nas reservas do sistema, e o NREL (2014), o NREL (2015) e o NREL (2015a), todos abordando a flexibilidade do sistema como um fator para aumentar a capacidade de integração de energia renovável variável.

Outro trabalho importante é o de DEANE et. al. (2012), um dos primeiros a criar uma ligação entre um modelo energético, no caso o TIMES (*The Integrated MARKAL-EFOM System*), e um modelo operacional, o Plexos. A metodologia criada para integrar o resultado de ambos os modelos foi desenvolvida com o intuito de melhorar o entendimento e validar os resultados obtidos com o modelo energético, assim foi observado que o modelo energético não enxergou a necessidade de flexibilidade do sistema, e acabou por subdimensionar a quantidade de energia eólica desperdiçada, vertida.

O trabalho de EDMUNDS et al. (2015) foca o sistema elétrico da Grã-Bretanha e seu comportamento em 2020. Para isso ele simula o despacho para 2012 com o intuito de validar o modelo através de comparação com os dados reais. Suas principais conclusões são de que apesar da redução do fator uso da geração a gás em 2020, esta continua sendo vital para a segurança do sistema devido à sua flexibilidade. O autor destaca a possível necessidade de alterações nas estruturas e mecanismos de mercado para que este possa enxergar a importância da flexibilidade para o sistema a fim de se evitar a falta de investimento em geração flexível.

IBANEZ et al. (2014) focam na possibilidade de hidrelétricas proverem esse serviço, considerando as diversas restrições dessas fontes devido ao uso múltiplo da água. Para isso, conforme DEANE et. al. (2012), eles fazem um *link* entre o Plexos e um outro modelo, neste caso o RiverWare, um modelo de otimização do uso da água. Através dessa integração é descoberto que com o RiverWare é possível um melhor ajuste da geração hídrica no tempo, mais precisamente no intervalo horário, o que possibilita que esta fonte absorva melhor a variabilidade da geração eólica.

Há diversas outras publicações que fazem uso do Plexos, e muitas delas podem ser encontradas no sítio <http://energyexemplar.com/publications/>. Vale destacar ainda que alguns desses trabalhos já foram citados em capítulos anteriores, mas referenciá-los

novamente se fez necessário para mostrar suas contribuições a importância do uso de um modelo de despacho e a disseminação do Plexos como ferramenta adequada e amplamente utilizada para se entender a operação do sistema

O Plexos trabalha separadamente em dois núcleos, um em que é desenvolvida a lógica para a modelagem do sistema elétrico e outro em que é realizado o processo matemático dessa modelagem (Figura 54), sendo que em ambos os casos trata-se da modelagem do despacho econômico ótimo (PLEXOS WIKI, 2016).

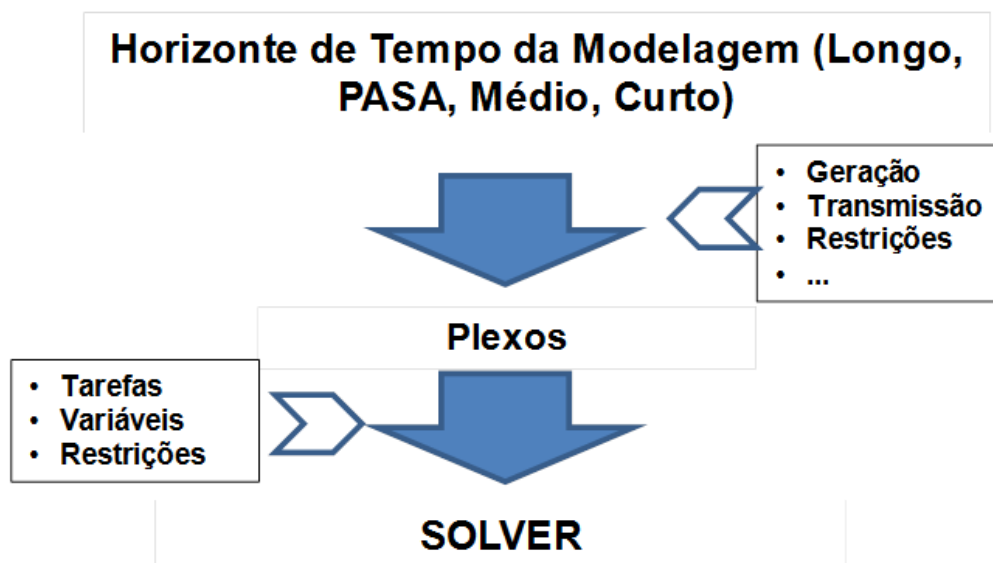


Figura 54: Esquema da estrutura do mecanismo de simulação do Plexos.

Fonte: PLEXOS WIKI (2016) - Adaptado

O despacho depende das características de custo dos geradores considerados para a formação do *short run marginal cost*⁴⁵ (SRMC) que inclui basicamente o custo com combustível e o custo variável de operação e manutenção. Ele considera também características técnicas e restrições como o mínimo de geração estável, e tempo mínimo que o gerador deve permanecer desligado e operando uma vez que foi posto nestas condições.

Além das características citadas, o modelo possibilita outros detalhamentos das tecnologias de geração utilizadas, como custo de partida, custo fixo de operação e manutenção, fatores de eficiência, emissão, tempo de partida, valores de rampa de carga e simulação de questões de manutenção através de taxas de indisponibilidade programada (TIP), taxas de indisponibilidade forçada (TIF) e tempo de reparo (Figura 55) (PLEXOS WIKI, 2016).

⁴⁵ Custo marginal de curto prazo.

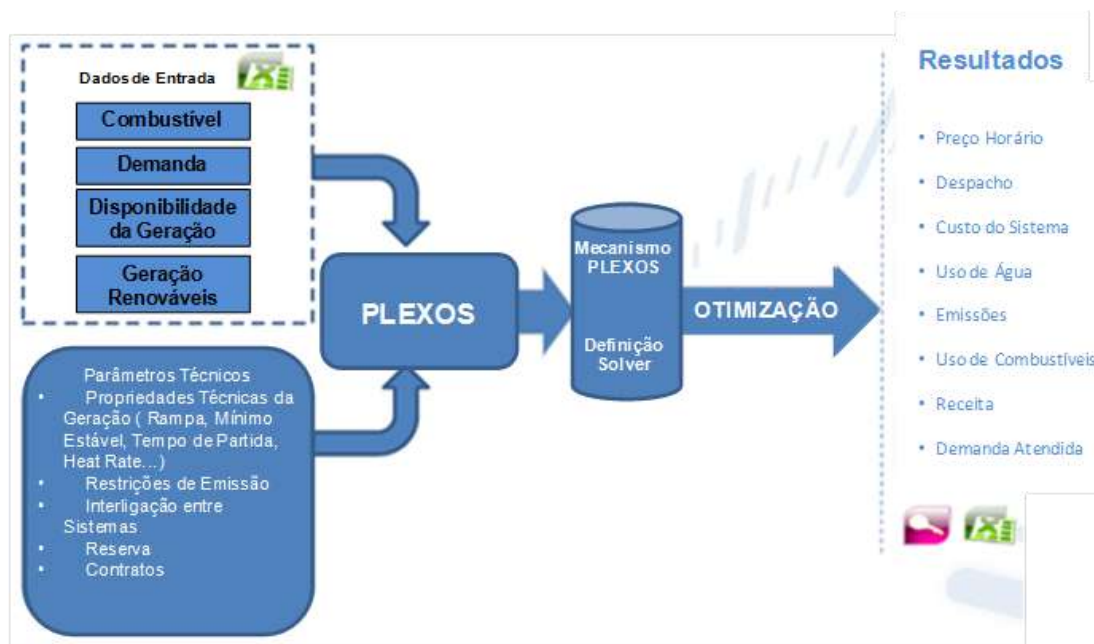


Figura 55: Fluxograma do caminho da modelagem no Plexos.

Fonte: PLEXOS WIKI (2016) - Adaptado

Através do despacho é obtido o custo da energia que pode ser dado tanto do ponto de vista do gerador, o valor que ele recebe pela geração, quanto do ponto de vista da carga, o quanto ela deve pagar pela eletricidade. O modelo também possibilita a modelagem do mercado de preços considerando não apenas os custos marginais de curto prazo (WILKIE, 2015)

Pode-se também modelar o sistema no nível de transmissão, otimizando a transferência de potência, buscando mais uma vez minimizar o custo, atendendo as restrições de capacidade nas linhas. O cálculo é feito considerando as leis de Kirchoff⁴⁶, tanto para voltagem, quanto para corrente e a lei de OHM⁴⁷. Contudo o modelo busca simplificar a primeira delas, através do uso de fatores de distribuição de transmissão de potência, que podem ser pré calculados de acordo com a susceptância⁴⁸ da linha de transmissão, dessa forma pode-se definir o montante que caberá a cada linha dado a adição de 1MW na rede (PLEXOS WIKI, 2016).

⁴⁶ São duas as leis de Kirchoff, uma aplicada à corrente e outra à tensão. A primeira diz que a soma das correntes que entram em um nó deve ser igual à soma das correntes que deixam esse nó. A lei das tensões diz que a soma algébrica das elevações e quedas de tensões em torno de uma malha fechada deve ser zero. Ver mais em BOYLESTAD (2012).

⁴⁷ A lei de OHM define que a corrente em um resistor é proporcional à tensão aplicada a ele. ($V = R \cdot I$) Ver mais em BOYLESTAD (2012).

⁴⁸ A susceptância é a parte imaginária da admitância (FRAGNITO, 2000). Sendo este último a recíproca da impedância que é a oposição à corrente causada pela presença de capacitores, indutores e resistores (NETO, 2013).

O modelo permite a modelagem dos reservatórios e de sua operação, tornando possível a absorção e a avaliação do efeito cascata, muito importante para o sistema brasileiro. A simulação do reservatório exige a entrada de dados de volume máximo e mínimo e/ou nível d'água máximo e mínimo mais a área de fundo e de topo, como apresenta a Figura 56.

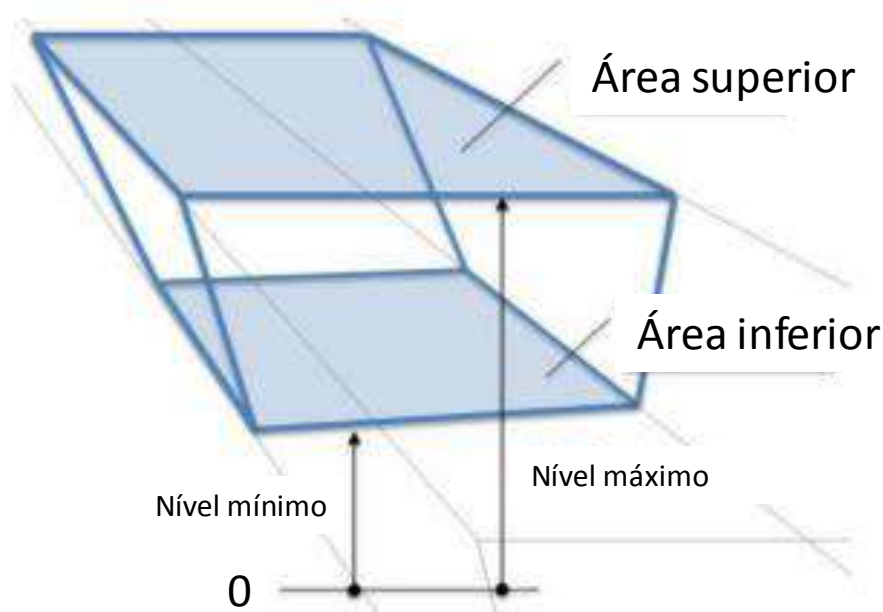


Figura 56: Parâmetros da modelagem de reservatórios no Plexos.

Fonte: AZEVEDO (2012) - Adaptado

Outro aspecto é a possibilidade de se considerar a necessidade de reserva da rede, fator comumente atrelado aos serviços ancilares de regulação, conforme citados nos capítulos anteriores. Tal fator é definido no modelo como o maior índice dentre: o nível mínimo de reserva, o maior nível de geração dentre os geradores definidos como de contingência e o percentual de risco em relação à carga (PLEXOS WIKI, 2016).

As reservas do sistema podem ser divididas em categorias, sendo definidas nesse estudo como reserva primária, reserva secundária e reserva terciária⁴⁹, optando por seguir a classificação da ANEEL (2015), as duas primeiras podem ainda ser subdivididas em reserva de aumento e redução de carga.

Vale destacar que a capacidade de reserva é otimizada dentro do despacho do sistema, e caso não seja possível atingir a capacidade necessária é possível definir

⁴⁹ Esta é definida no modelo como replacement mas seguindo o critério definido por SALES (2009) se encaixa melhor na classificação de não girante, que no caso corresponde à reserva terciária.

um valor de custo devido à insuficiência de capacidade de reserva. Apesar das diversas opções é preciso definir manualmente quais geradores podem ofertar reserva e qual tipo de reserva, o que torna esta simulação um pouco mais complexa e dependente do usuário.

A simulação no Plexos pode ser feita considerando-se diversas escalas temporais, desde o longo prazo até o curto prazo. No primeiro é possível otimizar a construção e o descomissionamento de linhas de transmissão e geradores. No segundo caso, objeto de interesse desse estudo, o despacho pode ser otimizado com uma discretização temporal de até um minuto (PLEXOS WIKI, 2016).

No total são quatro escalas de simulação temporal, além das de longo prazo e de curto prazo, comentadas acima, há outras duas: uma chamada PASA (*Projected Assessment of System Adequacy*) em que se busca calcular valores ótimos para a chamada probabilidade de perda de carga (ou LOLP – *Loss of Load Probability*) e para os eventos de manutenção citados, como o TIF e o TIP. E A simulação de médio prazo, que busca, dentre outras tarefas, otimizar restrições de longo prazo como níveis de emissões, oferta de combustível, e os níveis dos reservatórios, característica fundamental pra qualquer modelagem do SIN (PLEXOS WIKI, 2016).

Essas escalas de simulação carregam entre si um nível de dependência, em que a simulação de menor escala temporal deve estar condicionada aos resultados da escala temporal acima (Figura 57). Com isso os resultados da simulação com maior horizonte de tempo são transferidos à de menor prazo através de restrições indicativas, como por exemplo o uso dos reservatórios (CASTRO, 2015).

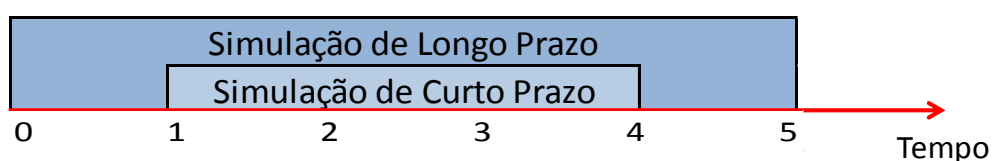


Figura 57: Relação de dependência entre as escalas temporais.

Fonte: PLEXOS WIKI (2016) – Elaboração Própria

Para as simulações estocásticas o Plexos realiza a otimização a partir de diferentes possibilidades de valores o que agrega incerteza à modelagem. Nesse caso pode-se desabilitar o privilégio *foresight* da geração. Com isso busca-se aproximar a situação modelada da situação real. Isso é importante devido à incerteza associada aos parâmetros de entrada como a demanda e a disponibilidade de recursos naturais.

Entre as desvantagens operacionais do modelo pode-se citar o fato de não ser possível realizar alterações na sua lógica de programação, na dificuldade de

aprendizado e de conhecimento de todas as ferramentas do modelo e da complexidade de se compreender os resultados obtidos frente aos dados e opções de entrada (WILKIE, 2015).

5.2 Metodologia de Cenários

Apresentado o modelo e alguns estudos em que seu uso foi importante para a análise e a conclusão dos resultados, pode-se agora apresentar a metodologia que será utilizada no presente trabalho.

Segundo IEA WIND (2013a), estudos sobre o impacto da penetração eólica no sistema devem seguir uma metodologia bem definida e a consideração de alguns parâmetros chaves. Entre eles estão a coleta de dados existentes, a determinação dos cenários de estudo e do caso base a ser simulado, consideração dos sistemas de transmissão, mercado e gestão da reserva (IEA WIND, 2013a).

Para atingir os objetivos deste estudo, será utilizado o Plexos da Energy Exemplar. Foi obtida uma licença acadêmica gratuita da versão 7.3 R04 x64 do Plexos, fornecida mediante a apresentação do plano de trabalho e do projeto de estudo, sendo esta licença válida por três meses com opção de renovação por mais três meses mediante comprovação da evolução dos estudos frente ao corpo técnico da empresa. O solver usado foi o Mosek, versão 7.1.0.22.

A licença acadêmica, contudo, apenas disponibiliza a opção de resolução do problema matemático por programação linear. A solução busca a otimização do despacho pela minimização do custo da eletricidade no sistema como função objetivo (DEANE et al., 2012).

Será simulada a operação e o despacho individualizado de cada usina do subsistema elétrico do sul do Brasil, englobando seus principais fatores, como a demanda, a geração regional, o sistema de transmissão, e a capacidade de importações e exportações com outras regiões. Além disso, será também realizada a modelagem dos efeitos de cascata dos diversos reservatórios do sistema através da consideração dos aspectos e características individuais de cada um dos reservatórios.

Neste estudo optou-se pela realização de simulações de médio prazo no intervalo de três anos, buscando refletir a problemática do caso brasileiro da necessidade de armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente. A opção considerada para a determinação dos limites de uso do reservatório foi a opção “*target values*” do Plexos, na qual o modelo busca que, ao final do horizonte de simulação, os níveis dos reservatórios retornem aos valores do início da modelagem (PLEXOS, WIKI, 2016).

No curto prazo foram realizadas simulações horárias para o segundo ano do intervalo. Escolheu-se trabalhar com simulação determinística baseado na relação custo benefício do esforço computacional em relação ao resultado.

Optou-se pela metodologia de cenários como a melhor forma para realizar as análises necessárias para o alcance dos objetivos deste estudo. Entretanto, primeiramente, será realizada uma simulação baseada no ano de 2015 com o intuito de validar o modelo.

Para a validação é indicado o uso de dados e valores consolidados, optou-se nesse estudo pelo ano de 2015. Neste ano a capacidade eólica havia atingido um patamar considerável na região, em torno de 5% em termos de capacidade instalada e entre 2% e 3% em termos de geração (ANEEL, 2016) (ONS, 2016a) (ONS, 2015a).

A validação busca entender os desvios do resultado do modelo em relação à situação real ocorrida em um ano para que dessa forma seja mais fácil compreender os resultados dos estudos de caso a serem analisados. Contudo é importante considerar também que a geração em cada ano têm suas peculiaridades e que a comparação de um ano não é suficiente para assumir que o modelo é 100% adequado e nem para condená-lo.

Os casos de interesse para a cenarização são aqueles em que há maiores níveis de penetração eólica, será assim considerado um grande crescimento desta fonte no subsistema até 2050.

Para isso foram utilizados os resultados de um modelo de otimização energética, o MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*) – Brasil (doravante chamado apenas de MESSAGE) e o modelo de despacho previamente apresentado, o Plexos. O MESSAGE é um modelo *bottom-up* de programação linear (BORBA, 2011) com foco no planejamento energético integrado de médio e longo prazo (WILLS, 2013). O procedimento do MESSAGE é baseado na construção dos fluxos de energia que descrevem todo o sistema energético de uma região. Esta estrutura é baseada em diferentes formas de energia e tecnologias de conversão buscando fornecer a otimização de menor custo para o setor energético baseado-se também nas restrições impostas buscando sempre atender a demanda baseada em seu uso final (LUCENA, 2010)⁵⁰.

Foram modeladas duas situações, uma de linha de base em que o modelo definiu a expansão do sistema de acordo com o menor custo, e outra em que se forçaram os

⁵⁰ Para mais informações sobre o MESSAGE ver WILLS (2013) e LUCENA (2010).

níveis de penetração eólica desejados para a análise e dado essa restrição o modelo otimiza a configuração suplementar do sistema. Nesse último caso, optou-se por definir que no ano de projeto⁵¹ a geração eólica deveria corresponder a 50% do percentual da geração elétrica da região sul, projetando-se um crescimento linear até o ano de projeto.

Os resultados obtidos utilizados nas etapas seguintes serão:

1. A capacidade instalada de geração do sul do Brasil para cada tecnologia.
2. O aumento da demanda por eletricidade baseada na geração elétrica prevista pelo modelo.

Estes resultados servirão como dados de entrada para os cenários simulados no modelo de operação.

Destaca-se que os resultados da simulação no MESSAGE podem ser obtidos, não só para o objetivo final (o ano de 2050), mas também para a trajetória em um intervalo de cinco anos. Assim, serão utilizados como dados de entrada para a modelagem no Plexos os anos de 2030 e 2050.

Os cenários a serem trabalhados estão divididos conforme Tabela 9 sendo ao todo 28 cenários mais o cenário de validação.

Tabela 9: Resumo dos cenários modelados

Cenário	Expansão	ANO	Recurso Hídrico	Tipo de Reserva
Validação	-	2015	Real	-
EXP_ANO_RH_R	Linha de Base (LB), Penetração Eólica (PE)	2030, 2050	Seco (S), Médio (M), Úmido (U)	1, 2
EXP_ANO_M_Rx_T	Cenário sem limite de transmissão para o caso de maior déficit de geração	2030,2050	Médio	1,2

Fonte: Elaboração Própria

A escolha desses cenários busca possibilitar a compreensão de como o sistema irá se comportar em relação à fatores chaves do sistema elétrico brasileiro, como a disponibilidade do recurso hídrico e a integração de variáveis renováveis no sistema como a provisão de reserva.

A análise dos cenários irá avaliar de forma comparativa os possíveis impactos da penetração eólica na segurança do atendimento da carga, no uso das diferentes

⁵¹ O último ano de interesse para o qual a simulação esteja sendo feita.

tecnologias de geração, no uso das linhas de transmissão, no custo e nas emissões do sistema.

O fluxograma da Figura 58 busca indicar as principais etapas deste trabalho.

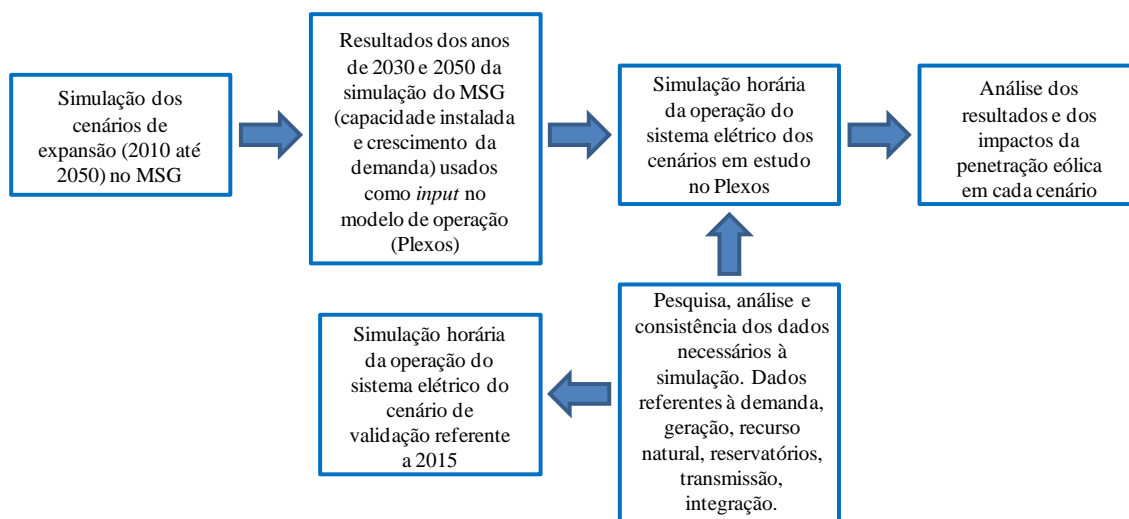


Figura 58: Fluxograma das principais etapas do estudo realizado.

5.3 Metodologia para a Montagem da Base de Dados

É importante destacar e descrever quais dados foram necessários para a modelagem, como foram obtidos e as premissas utilizadas, tanto na escolha, quanto no tratamento dos dados utilizados.

O Plexos oferece uma gama de possibilidade para a modelagem do despacho de sistemas elétricos. Cabe ao usuário observar quais os pontos críticos para seus objetivos e a base de dados indispensável à essa análise, tentando otimizar a relação esforço computacional – resultados.

Buscou-se informações institucionais sempre que possível, recorrendo às informações de artigos e outros trabalhos quando necessário. A base de dados montada para a simulação de validação foi referente ao ano de 2015. Aos outros cenários, partir desta base, deve-se acrescentar as mudanças necessárias, os resultados do MESSAGE e suas inferências. Os principais dados de entrada referem-se a:

1. Demanda
2. Geração
3. Recurso Natural
4. Reservatórios
5. Combustíveis
6. Reserva
7. Transmissão

8. Integração com outros subsistemas

Contudo, antes dos dados técnicos, o primeiro aspecto a ser trabalhado foi a regionalização geográfica do subsistema sul. Optou-se por trabalhar com nós representando os diversos centros de cargas destacados pela ANEEL (2016a). Através do uso do *software* ArcGis, a partir dos pontos de centro de carga pôde ser delimitada uma área correspondente a cada um desses pontos, seguindo a metodologia do polígono de Thiessen⁵² muito empregada em análises hidrológicas para delimitar a área a qual determinado posto pluviométrico é considerado representativo dentro de uma bacia.

Com o limite da região sendo as divisões estaduais do sul do Brasil, englobando o Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, foi aplicada a metodologia acima descrita, o que possibilitou definir uma área correspondente a cada centro de carga.

Da análise do resultado optou-se por desprezar áreas muito pequenas de forma a agrega-las a áreas próximas maiores. Um aspecto interessante ficou por conta da cidade de Porto Alegre e sua região metropolitana, estes ficaram na divisa entre duas áreas e dada a importância deste nó escolheu-se agrupar as duas áreas para que nela estivesse toda a região metropolitana de Porto Alegre (Figura 59).

Esta divisão por área foi feita para possibilitar a localização geográfica dos geradores, das linhas de transmissão e divisão da demanda por área, contudo no modelo, cada uma dessas áreas é representada por um nó e para cada um desses nós foi inserida a localização em latitude e longitude no modelo de acordo com a localização dos pontos de centro de carga.

⁵² Ver mais em PAZ (2004).

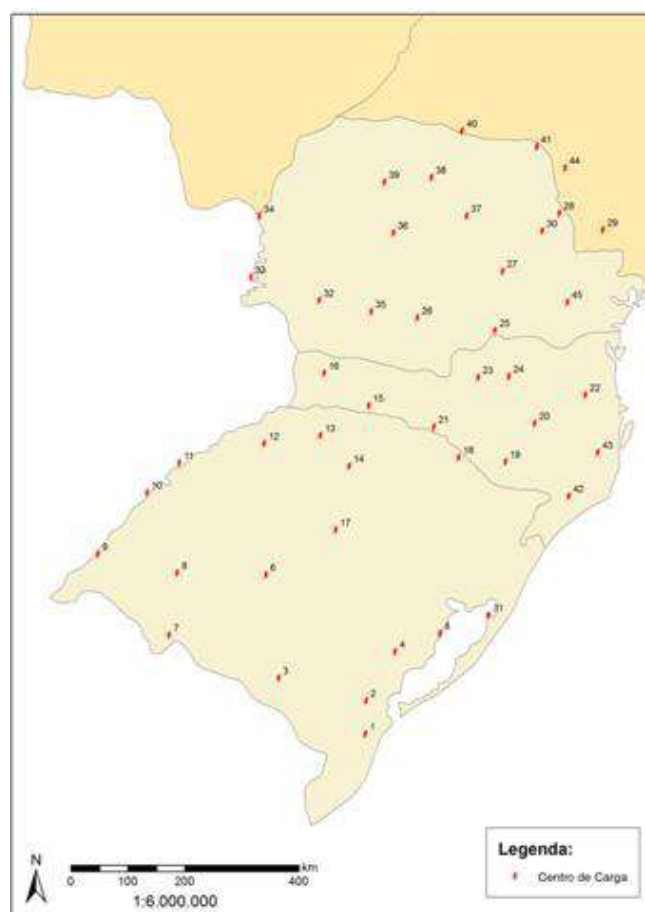


Figura 59: Mapa de Localização dos centros de carga da região sul do Brasil.

Fonte: ANEEL (2016a) – Elaboração Própria

5.3.1 Demanda

A demanda de carga foi obtida junto a ONS, para o ano de 2013 (ONS, 2014), por subsistema, com uma discretização horária, os valores englobam a demanda atendida tanto por usinas simuladas individualmente, quanto por usinas não simuladas individualmente.

Para a atualização da carga de demanda para o ano de 2015 foi utilizado um fator de ajuste mensal (FA_m) obtido pela comparação da demanda média de cada mês, também obtida junto à ONS (ONS, 2016b), para os respectivos anos ($D_{m,2015}$ e $D_{m,2013}$) e calculada a diferença, sendo essa diferença aplicada aos valores de carga horária para o ano de 2013 (Equação 2 e Equação 3).

$$FA_{c,m} = \frac{D_{m,2015} - D_{m,2013}}{D_{m,2013}}$$

Equação 2

$$D_{h,m,2015} = D_{h,m,2013} * FA_{c,m}$$

Equação 3

Sendo $D_{h,m,a}$ a demanda horária, de cada mês do respectivo ano.

Para os cenários futuros a demanda será ajustada de acordo com um fator de crescimento baseado nos resultados de crescimento da demanda obtidos no MESSAGE e seguindo as Equação 2 e Equação 3. A metodologia aplicada faz com que a demanda aumente apenas em sua intensidade mantendo-se o perfil da demanda de 2013 para todos os estudos de caso.

O percentual da demanda que cada nó deve representar foi definido baseado na população de cada uma das áreas anteriormente definidas. Foi contabilizado, para cada uma das áreas, os municípios que faziam parte dela e somada a população de cada um deles para a obtenção da população total da área correspondente. Os dados de população foram conseguidos no sítio do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (IBGE, 2016).

Foi ainda preciso definir o custo de déficit da demanda, que ocorre quando não há possibilidade do sistema atender a demanda, foi utilizado o valor de custo de déficit para o ano de 2015 que será indicado mais a frente (EPE, 2016c).

5.3.2 Geração

Os geradores foram primeiramente divididos em relação à tecnologia utilizada, de acordo com a classificação realizada por PEÑAFIEL (2016), que englobou as seguintes tecnologias:

- Hidrelétrica a fio d'água (UHE_{fa})
- Hidrelétrica de reservatório (UHE_r)
- Pequena Central Hidrelétrica (PCH)
- Termoelétrica a Gás de Ciclo Aberto (GÁS CA)
- Termoelétrica a Gás de Ciclo Combinado (GÁS CC)
- Termoelétrica a Vapor a Carvão (UTE TVC)
- Termoelétrica a Vapor a Óleo (UTE TVO)
- Gerador de Combustão Interna (GCI)
- Termoelétrica a Vapor a Biomassa (UTE TVB)
- Termoelétricas Não Centralizadas a Biomassa (UTE NC_B)
- Termoelétricas Não Centralizadas a Diesel (UTE NC_D)
- Nuclear (UTE N)
- Eólica (EOL)

- Usina Fotovoltaica (UFV)

Buscaram-se quais dessas tecnologias eram utilizadas por cada usina do subsistema sul e qual a relevância deste uso para o sistema. Pôde-se então classificar para cada uma destas tecnologias a quantidade de usinas e a capacidade instalada de cada uma delas. Para isso foram utilizadas informações de três locais diferentes, o Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL (2016), a listagem de usinas por modalidade da ONS (2016a) e os dados fornecidos por PEÑAFIEL (2016).

As usinas do tipo PCH receberam um tratamento diferente em relação às outras usinas. Neste caso foi somada toda sua capacidade instalada e obtido um valor médio desta capacidade (FCI_{PCH}) em relação ao número de usinas (Equação 4). A capacidade dessa fonte por nó foi definida de acordo com o número de PCH's presente na área de abrangência de cada nó, considerando que todas as PCH's têm a mesma capacidade instalada (Equação 5).

$$FCI_{PCH} = \frac{\sum_1^n CI_{PCH}}{n_{PCH,Sul}}$$

Equação 4

$$CI_{PCH,nó} = FCI_{n,PCH} * n_{PCH,nó}$$

Equação 5

As termoeletricas não centralizadas, ou seja, aquelas que não são despachadas, contemplam basicamente termoeletricas à diesel e à biomassa, e foram definidas de acordo com sua localização.

Para a geração eólica não foi considerado número de usinas e sim a capacidade de cada parque gerador, tendo-se estipulado cada parque de acordo com os dados de modalidade de usinas da ONS (ONS, 2016a) e a localização geográfica.

O passo seguinte foi localizá-las geograficamente para que fosse possível alocá-las em seus respectivos nós de acordo com a área de abrangência de cada nó. Isto foi realizado através dos arquivos .kmz com a localização das usinas do SIN disponível pela ANEEL (2016). Com eles e utilizando o software de visualização espacial GoogleEarth, foi possível localizar as usinas de acordo com as áreas de abrangência definidas para cada nó.

Para as tecnologias pertinentes ao subsistema sul buscaram-se os valores técnicos de cada usina e, na impossibilidade de encontrá-los, utilizaram-se valores padrão da literatura, sendo os parâmetros técnicos e econômicos de interesse:

- Técnicos:

- Mínimo de Geração Estável
- Máximo Ramp Up/Down
- Curva de Heat Rate x Percentual da Carga
- Tempo Mínimo Desliga/Ligada
- Tempo de Partida (*Hot, Warm, Cold*)
- Taxa de Indisponibilidade Forçada
- Taxa de Indisponibilidade Programada
- Tempo de Reparo
- Econômicos
 - Custo de Partida (*Hot, Warm, Cold*)
 - Custo de O&M Variável
 - Custo de O&M Fixo
 - Custo de Ramp Up/Down

Os parâmetros de custo variável e fixo foram obtidos para 2015 e 2050, e interpolados para o ano de 2030. Os outros custos e os parâmetros técnicos foram mantidos iguais em todos os cenários.

O custo de partida está associado basicamente a custos de operação, gerenciamento e controle da partida da usina. Não foram considerados os custos de partida relacionados à combustível de partida e potência auxiliar de partida. Contudo vale ressaltar que estes custos são inferiores aos custos considerados (NREL, 2012).

Há ainda outra questão importante, trata-se da geração das UNSI. Estas gerações não podem absorver variabilidade visto que não tem seu despacho centralizado, elas geram sempre que há a disponibilidade de fazê-lo, assim é necessário definir seu padrão de geração previamente, conforme também é realizado pela ONS. As usinas nesta situação são as PCH's, as UTE NC's e as EOL'S.

Para as duas primeiras utilizou-se um fator de geração fixo para cada mês. Para a simulação de validação do ano de 2015, estes foram definidos baseado no próprio valor ocorrido em 2015 obtido em CCEE (2016a), para a simulação deste mesmo ano. Tal medida é importante para entender o comportamento do modelo frente a uma decisão de geração imposta, mas de fato ocorrida e ver como ele irá despachar as outras fontes. Para os cenários futuros esse fator foi mantido.

Para a fonte eólica foi utilizado um fator horário⁵³ de acordo com a distribuição horária do recurso eólico em cada parque. Como parâmetro de ajuste foi usado o fator de capacidade anual da geração em 2015, para cada um dos estados da região sul. Dessa forma buscou-se ajustar o valor da geração na sua modularidade a partir desse fator de ajuste, sem que o perfil anual de geração horária fosse comprometido. Esta medida é importante pois os valores obtidos de velocidade de vento não estão exatamente nos principais locais de geração. O fluxograma a seguir exemplifica metodologia adotada para o ajuste.

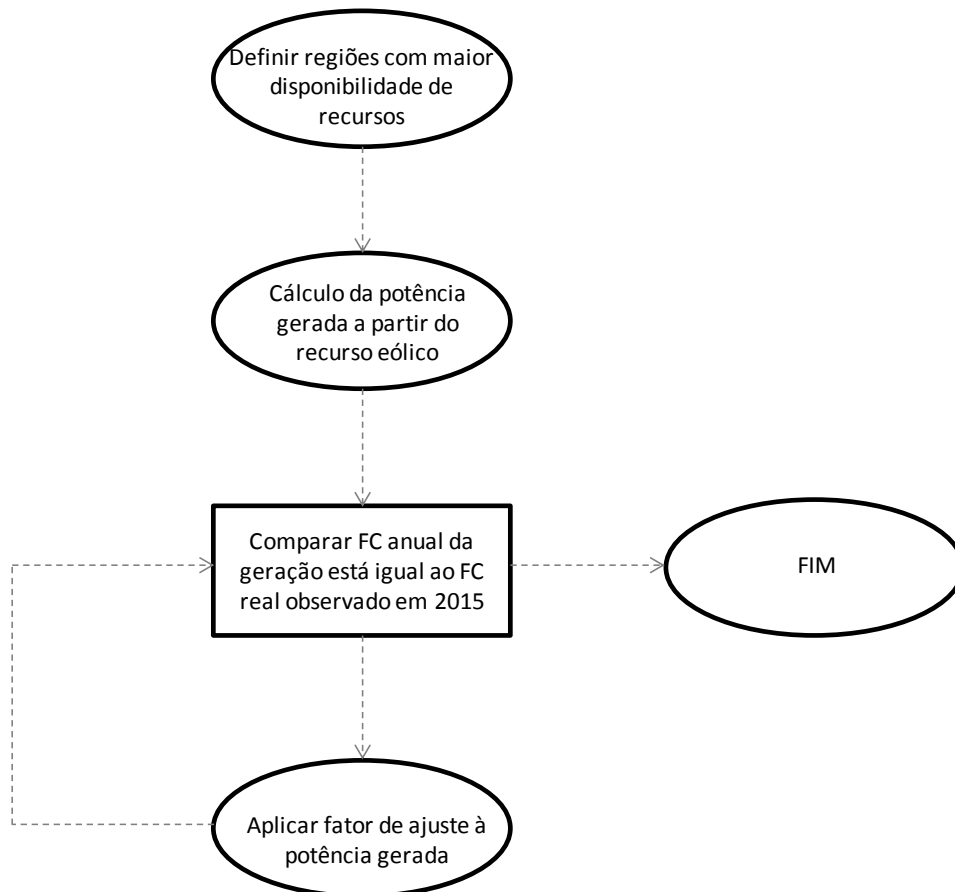


Figura 60: Fluxograma de decisão do fator de capacidade dos parques eólicos.

Fonte: Elaboração Própria

A produção energética foi definida a partir de uma turbina de geração padrão, a Enercon E-70 com 2,3 MW de capacidade (Figura 61) (ENERCON, 2016). Escolheu-se essa turbina por ela ser utilizada no parque eólico de Osório localizado no RS (VENTOS DO SUL ENERGIA, 2016).

⁵³ Fator horário é o fator de capacidade horário da geração eólica em relação a sua capacidade instalada.

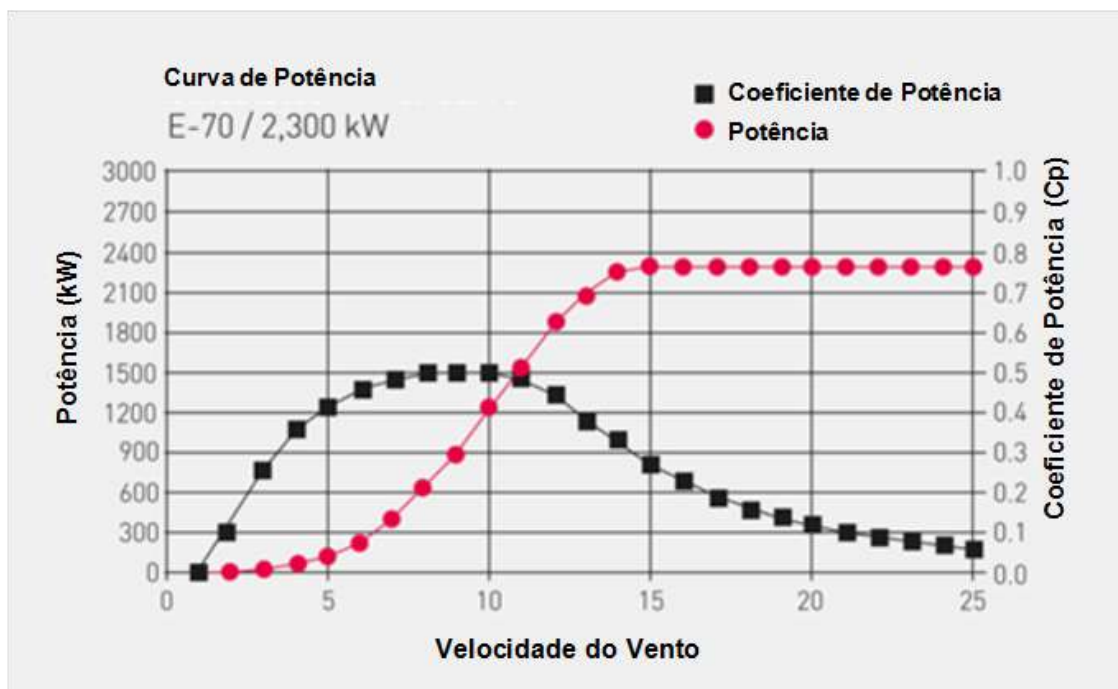


Figura 61: Curva de capacidade da turbina Enercon E-70.

Fonte: ENERCON (2016) - Traduzido

A hidrelétrica de Itaipu teve um fator de capacidade mensal associado à sua geração. Isto foi feito pelo fato de ela sofrer o impacto de diversos reservatórios a montante. E como a maioria deles estão localizados na região sudeste, não foram modelados individualmente neste trabalho, impedindo que o efeito de regularização pudesse ser capturado pelo modelo. Dessa forma, para o ano de 2015 foi utilizado como fator de capacidade mensal máximo àquele correspondente ao mesmo ano. Enquanto para os cenários de estudo utilizou-se os fatores mensais dos anos de menor, maior e média geração, de acordo com o cenário de hidrológico seco, úmido e médio, respectivamente

Este mesmo método foi utilizado para novas usinas hidrelétricas a fim de se evitar a busca por dados de reservatórios e vazão afluente. Nestes casos os fatores usados foram os da geração hidráulica do sul do país.

A adição e o descomissionamento das tecnologias de geração foram feitos baseados na variação da capacidade instalada obtida junto ao MESSAGE para o ano de 2015, e os anos em estudo nesse trabalho.

Contudo a geração eólica apresenta uma particularidade, o MESSAGE distribui sua expansão de acordo com os fatores de capacidade considerados por ele para a geração eólica. Por exemplo, ele considera que X MW são adicionados à região de FC igual a 35 e mais Y MW são adicionados à região de FC igual 25. Porém, os mesmos

valores de FC não foram observados na montagem dos dados desse trabalho, dessa forma a capacidade instalada eólica foi ajustada para que a média do fator de capacidade ponderada pela capacidade instalada eólica fosse a mesma em ambos os modelos. Assim a capacidade instalada considerada na simulação da operação é superior ao resultado da capacidade indicado pelo MESSAGE.

A localização das novas usinas dos cenários de expansão foram definidas de acordo com projetos para a construção de usinas. Assim buscou-se a localização das usinas em construção e com construção não iniciada (ANEEL, 2016). Foram consideradas também notícias de possibilidade de novos projetos energéticos para determinadas regiões. Para os casos em que estas informações não foram encontradas ou consideradas insuficientes, as novas usinas foram localizadas de acordo com a proporção de sua distribuição pelos nós no cenário de validação.

Para a geração eólica a expansão foi distribuída entre os parques eólicos existente até 2016. Com a adição de capacidade instalada ocorrendo nos parques que mais se aproximam dos valores de FC indicados no MSG. Como exemplo, se o MSG indicar um aumento de X MW em uma região de FC 32, buscar-se-á o parque eólico com FC anual mais próximo desse valor para que se considere esse aumento da capacidade instalada.

5.3.3 Recurso Natural

Os dados de recurso natural que são importantes valores de entrada para o modelo são as velocidades horárias do vento para o aproveitamento dos aerogeradores e as vazões naturais afluentes de cada UHE.

Buscaram-se os valores de velocidade dos ventos para os locais onde há parques geradores eólicos. Foi feito um contato com o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para a obtenção dos dados de velocidade de vento horária das estações de medição correspondente ou consideravelmente próximas dos parques eólicos em operação de forma que fosse possível considerá-las representativas (Figura 62). Os dados são de medições a 10 metros de altura, o que pode gerar distorções devido à diversas influências antrópicas e geográficas que os ventos sofrem a baixa altitude.

Foram solicitados os dados de sete estações, Rio Grande (RS), Torres (RS), São Joaquim (SC), Santa Vitória do Palmar (RS) e Santana do Livramento (RS), de Bagé (RS) e Castro (PR). As cinco primeiras são de interesse para o cenário de 2015, enquanto as duas últimas apresentam um potencial de geração segundo os atlas de

potencial eólico do Rio Grande do Sul (AGDI, 2014) e do Paraná (COPEL, 2007). Nelas inclusive já há a presença de novos parques eólicos.

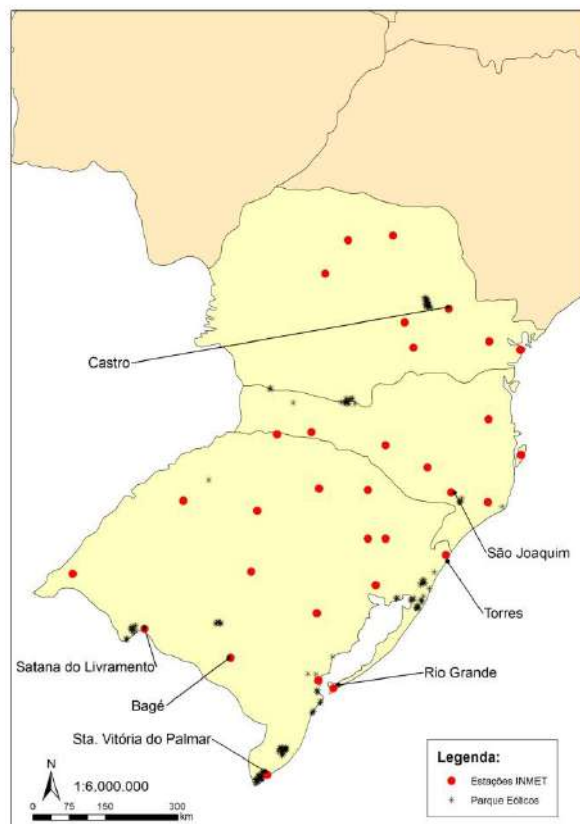


Figura 62: Localização estações de medições do INMET.

Fonte: ANEEL (2016a) e INMET (2016) – Elaboração Própria

Os dados foram recebidos conforme solicitado, mas foi informado que a estação de Santana do Livramento foi desativada em 2013, sendo assim o ano de 2015 foi representado pelo ano em que a média dos ventos foi mais similar ao valor de 2015 para a estação mais próxima, no caso, Rio Grande.

Foi informado também que a estação de Santa Vitória do Palmar é uma estação convencional, e realiza apenas três medições por dia, o que não atende o escopo deste estudo.

Em situação similar está o parque localizado na divisa entre Paraná e Santa Catarina, localizado nos municípios de Palmas (PR) e Água Doce (SC), esta região não apresenta uma estação de medição próxima o suficiente para que fosse considerada representativa do perfil de ventos local.

Assim, para os parques localizados nessas regiões foi obtido o perfil anual horário da velocidade do vento a partir da utilização do *software* WindOgrapher. Este programa sintetiza uma série anual de vento com uma discretização temporal de até 10 minutos

baseado nas informações estatísticas fornecidas. No presente caso foi feita a síntese avançada onde os dados de entrada foram o fator de forma Weibull⁵⁴, o fator de autocorrelação temporal⁵⁵ e a velocidade média dos ventos para cada hora de cada mês.

Todos esses valores foram obtidos nos atlas de potencial eólico do Rio Grande do Sul (AGDI, 2014) e do Paraná (COPEL, 2007). A velocidade média de cada hora para cada mês foi obtida pela ponderação do regime de ventos mensal horário, com a média anual para 100 metros de altura, ambos fornecidos nas referências citadas.

Os valores obtidos diretamente pelo INMET são de velocidade do vento para altura de medição de 10 m, como a altura de trabalho foi definida como 100 m, foi necessário fazer o ajuste da velocidade do vento, a Equação 6 (obtida em CAMELO et. al. (2010)) mostra como essa transposição foi feita.

$$v_h = v_{h0} * \frac{\ln\left(\frac{h}{r}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{r}\right)}$$

Equação 6

Sendo “r” a rugosidade em metros, obtida dos atlas de potencial eólico das regiões (AGDI, 2014) (COPEL, 2007), “v_h” a velocidade na altura desejada e “v_{h0}” a velocidade na altura disponível. Para São Joaquim em Santa Catarina não foi possível fazer o ajuste pela altura do vento, pois não foi possível obter a rugosidade do local, dessa forma o ajuste foi feito somente através da geração.

O principal recurso hídrico é a vazão natural afluyente (Q_{NA}), que é definida como a vazão natural respectiva ao determinado ponto de interesse, sem que se considere os efeitos de regularização dos reservatórios a montante e reincorporando as vazões retiradas para usos consuntivos⁵⁶ e o volume perdido devido a evaporação de água dos reservatórios (ONS, 2015b).

Não foi observada a necessidade de trabalhar com dados de vazão de precisão horária ou sequer diária, optou-se por trabalhar com valores de médias mensais, visto que a maior parte das UHE's tem reservatórios para regularização de pelo menos alguns dias, mesmo aquelas que têm apenas reservatório de compensação.

⁵⁴ Parâmetro da distribuição Weibull relacionado à uniformidade da distribuição dos valores, no presente caso velocidade do vento, valores maiores indicam menor ocorrência de valores extremo (COPEL, 2001).

⁵⁵ Indica a dependência dos valores de velocidade de vento com os valores horários anteriores (CARRIL JUNIOR, 2000).

⁵⁶ Uso consuntivo é quando a água utilizada é de fato consumida retornando ao corpo d'água uma quantidade inferior àquela retirada (PASCHOAL, 2012).

Os dados foram obtidos junto à ONS na planilha disponível no sítio www.ons.com.br, que faz parte do documento (ONS, 2015b). Contudo os dados considerados vão somente até 2014, a extrapolação para 2015 foi feita através da comparação da energia natural afluyente (ENA) ao subsistema elétrico do sul em 2014 e em 2015 obtidas de MME (2016).

Conforme foi feito para a carga, foi utilizado um fator de ajuste através da diferença entre as ENA de cada mês para 2015 e 2014 (Equação 7 e Equação 8).

$$FA_{Q,m} = \frac{ENA_{m,2015} - ENA_{m,2014}}{D_{m,2014}}$$

Equação 7

$$Q_{m,2015} = Q_{m,2014} * FA_{Q,m}$$

Equação 8

Um dos problemas dessa metodologia é que ela impossibilita a percepção das diferenças, de 2014 para 2015, nas diferentes usinas da região, pois é utilizado um único fator de ajuste para todas elas, dessa forma elas apresentarão, em 2015, a mesma diferença percentual em relação a 2014.

Como se está trabalhando com vazão natural afluyente, esta não é de fato a vazão que deve ser definida como entrada ao modelo. Devido às suas características é preciso corrigir os fatores considerados e desconsiderados, como os usos consuntivos e a regularização dos reservatórios a montante.

Para a primeira questão, foi analisado o documento da Agência Nacional de Águas (ANA) denominado Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2013 (ANA, 2013), nele é fornecido os valores de uso consuntivo por bacia. Dessa forma foi obtida a retirada específica para uso consuntivo de cada bacia ($Q_{cons,bacia}$) em $m^3/s/km^2$ e aplicado este valor à área de drenagem de cada usina (AD_{UHE}), para assim retirar o montante calculado do valor da Q_{NA} de cada usina (Equação 9).

$$Q_{cons,UHE} = \frac{Q_{cons,bacia}}{AD_{bacia}} * AD_{UHE}$$

Equação 9

Sendo $Q_{cons,UHE}$ a vazão a ser retirada para uso consuntivo da contribuição para a determinada UHE e AD_{bacia} a área de drenagem da respectiva bacia.

Para o segundo ponto a solução foi trabalhar com a vazão incremental de cada usina ($Q_{inc,UHE}$). Neste caso retira-se a contribuição pertinente à usina de montante e no modelo será fornecido como dado de entrada apenas os valores de vazão incremental

para cada usina, subtraído desses o uso consuntivo obtido para cada usina de cada bacia (Equação 10).

$$Q_{inc,UHEx+1} = Q_{NA,UHEx+1} - Q_{con,UHEx+1} - Q_{inc,UHEx}$$

Equação 10

Dessa forma os efeitos de regularização dos reservatórios serão obtidos a partir dos resultados do modelo, e ao considerar as retiradas para uso consuntivo a vazão inserida corresponde de forma mais fiel a vazão de fato disponível para geração elétrica.

Dada a grande dependência do sistema elétrico brasileiro, e também do subsistema sul, da geração hidráulica, decidiu-se por simular três diferentes cenários dentro de vazões afluentes: seco, médio e úmido. Estes cenários não serão considerados para a simulação de validação que usará os valores de 2015 conforme metodologia apresentada.

Os valores de afluência média foram definidos com a afluência média para toda a série de dados (1931 a 2014), enquanto os anos secos e úmidos foram obtidos através da média dos quinze anos com menor e maior afluência, respectivamente.

5.3.4 Reservatórios

A correta valoração das dimensões dos reservatórios de cada UHE são fundamentais para a modelagem da geração de sistemas tão dependentes da geração hídrica. No presente estudo foram considerados os valores de volume e nível dos reservatórios para a modelagem, estes obtidos da base de dados do *software* HydroExpert, um programa gratuito de suporte para a gestão de sistema de geração hídrica com reservatórios em cascata (HYDROBYTE, 2016). Os valores do programa foram comparados com os valores fornecidos no “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos” da ONS (ONS, 2016d)

De ambos pode-se obter, além dos níveis máximos e mínimos de cada reservatório, outras restrições como vazão mínima (vertida ou gerada), taxa máxima de variação de defluência e máximas vazões quando discriminadas.

A consideração dessas restrições busca aproximar ainda mais da realidade as decisões que o modelo poderá tomar com relação ao despacho hidrelétrico e à gestão dos reservatórios. Infelizmente o modelo não permite a distinção de restrições de variação da defluência horária entre aumento e redução da vazão. Dessa forma a modelagem considerou os limites de variação para ambos os casos, reduzindo um pouco a flexibilidade da geração hídrica.

O volume inicial de cada reservatório para o início do período de simulação foi definido de acordo com o valor percentual de energia armazenada pelo subsistema sul ao final de 2014 (MME, 2016). Este valor foi mantido para os cenários de expansão.

Os valores de evaporação líquida dos reservatórios foram obtidos no documento “Evaporação Líquida nas Usinas Hidrelétricas” (ONS, 2004), nele são apresentados os valores mensais médios de evaporação para as usinas do SIN. Não foram consideradas evaporações positivas, ou seja, aquelas em que a evaporação da superfície líquida do reservatório foi inferior à precipitação sobre a mesma, esses casos foram definidos como evaporação nula.

Por fim é importante ressaltar que as UHE's em que não foi possível obter informações sobre as dimensões de seu reservatório (Volume, nível, área) serão inseridas como PCH no modelo. Isso porque sem essas informações não é possível compará-la com outras usinas nem ao menos para fazer suposições sobre a dinâmica de operação do reservatório.

5.3.5 Combustíveis

Quanto aos combustíveis, pela metodologia de modelagem empregada, estes são importantes para a definição do cálculo do custo marginal de cada usina. Eles se relacionam com as usinas termoeletricas, servindo como parâmetro de entrada para a geração destas.

Os combustíveis foram classificados em cinco categorias, conforme segue, e para cada uma delas foi definido o preço (\$/kg), o poder calorífico inferior⁵⁷ (PCI) em GJ/kg e sua taxa de emissão de CO₂ (kg/TJ).

- Gás Natural
- Carvão
- Óleo Combustível
- Óleo Diesel
- Biomassa

A definição do PCI possibilita a contabilização da quantidade de combustível utilizada, dado um determinado valor de geração. Esta informação será obtida somente a nível de conhecimento, pois não serão definidas restrições quanto à quantidade de combustível utilizado.

⁵⁷ O poder calorífico inferior é o poder calorífico desconsiderando o calor de vaporização da água (MACEDO, et. al., 2013).

Em relação ao custo deve-se notar que, no que compete à geração, há dois preços para o gás natural, o preço de mercado e o preço oferecido pelo Programa Prioritário das Termelétricas (PPT), que é um preço abaixo do valor de mercado. Contudo, estes valores de gás do PPT serão utilizados somente na simulação de validação, visto que os contratos de PPT das UTE's à gás natural se encerram entre 2020 e 2024 (SOUSA, 2009).

O custo médio do gás, tanto do preço de mercado, quanto do preço PPT, pode ser obtido através de MME (2016a). Para os óleos combustível e diesel o preço foi obtido de EPE (2016).

O preço do carvão englobou apenas o preço do carvão nacional, pois segundo OLIVEIRA (2009) as usinas do sul do Brasil somente utilizam o carvão local, que apresenta um baixo poder calorífico. O valor do carvão foi obtido baseado em EPE (2016d), onde é listado o preço do carvão de cada usina do sul, de acordo com jazida proveniente. O valor médio foi obtido a partir da média ponderada desses preços pela capacidade instalada de cada usina.

Para a biomassa, por ela ser na maioria dos casos um subproduto da produção de cana-de-açúcar (ou outro produto), seu custo pode ser considerado zero EPE (EPE, 2016d).

O PCI foi obtido do documento EPE (2016), salvo para o carvão que foi obtido do mesmo documento que definiu o preço desta fonte. A mesma metodologia foi empregada para o PCI do carvão.

5.3.6 Reserva

Conforme mencionado anteriormente, o modelo possibilita a divisão das reservas em até três tipos, de acordo com a sua função no sistema (atrelada basicamente ao tempo de resposta).

No Brasil as reservas são divididas em quatro tipos: Reserva primária, responsável pela regulação da frequência do sistema; Reserva secundária que tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga. A reserva primária e secundária compõe a chamada reserva operativa do sistema. Há ainda a reserva terciária destinada a complementar as reservas anteriores e; Reserva de prontidão com a função de recompor a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar devido a fatores inesperados como a indisponibilidade de algum gerador (ONS, 2010). Foi preciso categorizar estas

classes de reserva às opções disponíveis no Plexos (Reserva girante, reserva de regulação e reserva de substituição).

A determinação da quantidade de reserva seguiu os valores indicados em ONS (2010). No entanto este documento não atribui valores para as outras duas categorias de reservas do sistema. Estas são definidas probabilisticamente e podem assumir valores variados. Este trabalho optou por considerar estas reservas como metade da reserva primária.

Buscou-se documentos indicando as usinas que deveriam prestar reserva ao sistema elétrico nacional. Em ONS (2010), há o indicativo de que todas as usinas *online* devem prover reserva primária. Para as outras reservas, optou-se nesse estudo por definir as usinas hidráulicas com reservatório de acumulação como àquelas que podem prover reserva secundária, enquanto as termoeletricas ficaram responsáveis pela provisão de reserva terciária e de prontidão.

A fim de compreender como essa divisão dos geradores provedores de reserva afeta o sistema, outra configuração foi definida, na qual as termoeletricas para reserva secundária e as UHE's com reservatório de acumulação para reserva terciária. Tal abordagem não foi realizada para a validação (este cenário foi denominado como reserva tipo 2, enquanto o primeiro cenário descrito ficou definido como reserva tipo 1).

Para a definição da quantidade de reserva necessária, adotou-se os valores definidos em ONS (2010) para o cenário de validação e para todos os cenários de Linha de Base.

Para os cenários de Penetração Eólica, optou-se por definir a quantidade de reserva operativa através do acréscimo relativo da variação da carga líquida do respectivo ano em relação à variação da carga para o ano de 2015.

Para alcançar este valor foi feita uma comparação entre a maior variação horária da carga em 2015 com a maior quantidade de reserva disponível em 2015, considerando 5% de reserva em relação à geração⁵⁸.

Em seguida foi realizado o procedimento acima para os anos de 2030 e 2050. O percentual de reserva necessária foi ajustado até que a mesma relação, dos valores de máxima variação da carga líquida e da máxima reserva disponível, encontrada em 2015 fosse alcançada.

Esta metodologia busca manter a relação utilizada hoje entre a reserva disponível e a máxima variação horária da carga. Para o caso de 2030 e 2050 de penetração eólica,

⁵⁸ Este valor será igual a 5% da maior demanda para o ano de 2015.

foi considerada a variação da carga líquida de forma a englobar a geração eólica, que aumenta os valores de variação.

A estimativa da curva de carga líquida dos cenários de maior penetração eólica (2030 e 2050) foi realizada através da aplicação do percentual de aumento da capacidade instalada de energia eólica entre 2015 e os anos de 2030 e 2050, na geração eólica de 2015.

O custo pelo déficit de reserva no sistema foi definido como metade do custo de déficit de energia do sistema.

5.3.7 Transmissão

A entrada de dados referentes à transmissão do sistema elétrico foi feita na expectativa de reproduzir de maneira factível a capilaridade da região, no sentido da capacidade de distribuir a energia gerada para diversos pontos do próprio subsistema. Além disso, para a obtenção de veracidade no modelo é preciso modelar também suas capacidades de transmissão de potência, e as perdas de carga.

Buscou-se reproduzir na modelagem, além da transmissão dentro do próprio subsistema sul, a capacidade de exportação e importação através das ligações com outros subsistemas.

Para definir as linhas de transmissão operantes no subsistema foram utilizados os dados do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT) da ONS (2016c). Os dados do SINDAT foram comparados com as localizações dos centros de cargas e subestações disponíveis pela ANEEL em arquivo .kmz para obter as linhas que interligavam cada um dos nós considerados para a modelagem. Vale ressaltar que tanto as linhas de corrente alternada, quando linhas de corrente contínua foram consideradas, sendo desconsideradas apenas aquelas internas a região de abrangência de um único nó, apenas as linhas que interligavam diferentes nós fizeram parte da simulação.

Os parâmetros técnicos a serem inseridos no modelo são:

- Capacidade de Potência Transmitida
- Sobre capacidade de Potência Transmitida
- Resistência
- Reatância
- Taxa de Indisponibilidade Forçada
- Taxa de Indisponibilidade Programada
- Tempo de Reparo

A obtenção dos parâmetros técnicos foi obtida baseada no SINDAT e foram necessários alguns cálculos para a obtenção dos valores de entrada no modelo. Os valores retirados do SINDAT foram: comprimento da linha, tensão nominal, corrente para capacidade de operação de curta duração, corrente para capacidade de operação de longa duração, resistência de sequência positiva e reatância de sequência positiva. Através desses parâmetros pôde-se calcular os valores técnicos de entrada no modelo.

O SINDAT oferece os valores de resistência e reatância no sistema por unidade (pu)⁵⁹, seguindo uma base de valores, onde o valor base de potência total é de 100 MVA e a de tensão varia de acordo com cada linha de transmissão.

No Plexos esse valores também são inseridos em pu, contudo eles deverão estar em uma única base, assim optou-se por defini-la com os valores de potência total de 100 MVA e tensão de 500 kV e a mudança de base foi realizada de acordo com a Equação 11 (STEVENSON, 1986).

$$A_{pu}^1 = A_{pu}^0 * \left(\frac{V_b^0}{V_b^1} \right)^2$$

Equação 11

Estando “A” representado os valores de resistência ou de reatância.

Os valores de máxima capacidade de transmissão foram obtidos através da Equação 12 que apresenta o cálculo para a obtenção desse valor para linhas de transmissões trifásicas.

A capacidade e a sobrecapacidade de potência transmitida foi calculada a partir da Equação 12 (FUCHS, 1977), usando os valores de corrente para operação de curta e longa duração, respectivamente para cada capacidade e o valor de tensão de cada linha.

$$P = \sqrt{3} * V * I$$

Equação 12

Sendo P a potência para a capacidade ou sobrecapacidade de transmissão, V a tensão e I a corrente.

Os valores de manutenção foram obtidos de LABPLAN (2006), onde é apresentado taxa de falhas em linhas de transmissão para diferentes classes de tensão, para a

⁵⁹ Quando os valores de tensão, corrente, kVA e impedância são expressos em função de dois valores base. Comumente utilizado em cálculos de linha de transmissão devido aos altos valores transmitidos (STEVENSON, 1986).

taxa de manutenção programada decidiu-se por definir o padrão de uma manutenção ao ano.

Os parâmetros econômicos definidos como de entrada para a simulação do sistema foram o custo de carregamento da linha e o custo de penalidade por sobrecarregamento. Para obtê-lo foi necessário assumir algumas hipóteses, a partir de ANEEL (2011), foi possível descobrir o percentual da tarifa de energia elétrica correspondente à transmissão, valor este que estava de acordo com o informado por KIRSCHEN & STRBAC (2004). A partir do valor da tarifa para o ano de 2014 foi aplicado este percentual para se obter o custo de carregamento da energia pelas linhas.

Para variar esse custo de acordo com a voltagem de cada linha de transmissão foram utilizados os valores de PESSANHA et. al. (2010), que definiu os custos médios por nível de tensão de cada linha. Tais valores foram ponderados em relação à média e foram utilizados como *proxy* para variar o custo de transmissão.

Para definir o custo de penalidade por sobrecarregamento (CTS), foi utilizado o custo de contingência (CC) e comparado ao custo para condições normais (CN) ambos definidos por MARTINS (2013), assim através do quociente deles foi definido o fator de ajuste para o custo de penalidade em função do custo de carregamento (CTC) (Equação 13) (MARTINS, 2013).

$$CTS = CTC * \frac{CC}{CN}$$

Equação 13

Para os cenários futuros a capacidade de transmissão foi aumentada de acordo, ou com o aumento percentual da demanda, ou com o aumento percentual da capacidade instalada de cada cenário em relação à capacidade instalada em 2015; sendo escolhido aquele de maior valor dependendo do cenário.

Esta metodologia pode ocasionar problemas de restrição de transmissão por falta de capacidade, visto que a instalação de geradores pode ocorrer de formar mais concentrada. Apesar disso, esta opção possibilita entender que locais irão necessitar de maior investimento em transmissão.

Buscando compreender de forma direta a possível relação entre déficit de transmissão e déficit de geração, serão simulados outros dois cenários com capacidade de transmissão ilimitada para os casos de maior déficit de energia em 2030 e 2050 dentre os cenários de fluência média.

5.3.8 Integração com outros subsistemas

A geração de energia e o atendimento da carga do sul dependem, além da dinâmica de geração-carga do próprio sistema, das interações de exportação e importação do subsistema sul com outros subsistemas. Foi necessário criar uma metodologia que fosse capaz de garantir a reprodução desse perfil de interação sem que houvesse a necessidade de se simular os outros sistemas.

A maior, e praticamente única, interação de grande relevância para o subsistema sul é a que ocorre com o subsistema sudeste/centro-oeste (SE/CO). Dessa forma este foi o único do qual tornou-se possível a importação de energia.

A fim de garantir a oferta de energia e a demanda de carga no subsistema SE/CO foi utilizada a demanda horária do sudeste, sendo utilizada a mesma metodologia de ajuste da demanda usada para a carga do sul.

A geração foi simulada através de usinas equivalentes. Foram consideradas três usinas equivalente, uma hidrelétrica com capacidade de geração igual à capacidade instalada total dessa fonte em 2015, outra termoeletrica representando todas as usinas termoeletricas da região, e outra nuclear representando as duas usinas nucleares do sudeste.

Os custos foram considerados da mesma forma como para o caso do sul, salvo para a geração termoeletrica que teve seus custos ponderados de acordo com o percentual de cada tecnologia termoeletrica da região e devido ao maior número de usinas a gás, este foi definido como seu combustível.

Para garantir a factibilidade da geração do sudeste, foi determinado o fator de capacidade mensal máximo delas como igual ao valor ocorrido em 2015 com um delta de mais ou menos 5% em relação ao valor original, de forma a possibilitar uma margem de ajuste para o modelo. Apenas a geração nuclear foi deixada livre para gerar conforme decisão do modelo.

O custo de déficit do sistema SE/CO foi definido como metade do custo do sul, esta medida busca indicar ao modelo que a geração do sul deva ser atendida preferencialmente.

É importante citar que a mesma demanda e a mesma capacidade instalada em 2015 no sudeste foram mantidas para os cenários de 2030 e 2050. Com isso há a garantia de que o sul do país estará atendendo a demanda com recursos próprios e não a partir de energia importada.

O intercâmbio internacional foi também considerado, contudo, apenas as exportações foram ennglobadas na análise visto que as importações quando ocorrem são marginais. Foi definida uma demanda internacional fixa, desta forma o intercâmbio horário não poderá ser maior que este valor.

5.4 Valores da Base de Dados

A seguir serão apresentados os valores de entrada obtidos seguindo a metodologia apresentada para os diversos itens especificados.

5.4.1 Cenários

Os cenários a serem trabalhados estão divididos conforme Tabela 10 sendo ao todo 28 cenários mais o cenário de validação.

Tabela 10: Resumo dos cenários modelados.

Cenário	Expansão	ANO	Recurso Hídrico	Tipo de Reserva	Transmissão
Validação	-	2015	Real	-	Com restrição
LB_2030_M_R1	Linha de Base	2030	Médio	1	Com restrição
PE_2030_M_R1	Penetração Eólica	2030	Médio	1	Com restrição
LB_2030_M_R2	Linha de Base	2030	Médio	2	Com restrição
PE_2030_M_R2	Penetração Eólica	2030	Médio	2	Com restrição
LB_2030_S_R1	Linha de Base	2030	Seco	1	Com restrição
PE_2030_S_R1	Penetração Eólica	2030	Seco	1	Com restrição
LB_2030_S_R2	Linha de Base	2030	Seco	2	Com restrição
PE_2030_S_R2	Penetração Eólica	2030	Seco	2	Com restrição
LB_2030_U_R1	Linha de Base	2030	Úmido	1	Com restrição
PE_2030_U_R1	Penetração Eólica	2030	Úmido	1	Com restrição
LB_2030_U_R2	Linha de Base	2030	Úmido	2	Com restrição
PE_2030_U_R2	Penetração Eólica	2030	Úmido	2	Com restrição
LB_2050_M_R1	Linha de Base	2050	Médio	1	Com restrição
PE_2050_M_R1	Penetração Eólica	2050	Médio	1	Com restrição
LB_2050_M_R2	Linha de Base	2050	Médio	2	Com restrição
PE_2050_M_R2	Penetração Eólica	2050	Médio	2	Com restrição
LB_2050_S_R1	Linha de Base	2050	Seco	1	Com restrição
PE_2050_S_R1	Penetração Eólica	2050	Seco	1	Com restrição
LB_2050_S_R2	Linha de Base	2050	Seco	2	Com restrição
PE_2050_S_R2	Penetração Eólica	2050	Seco	2	Com restrição
LB_2050_U_R1	Linha de Base	2050	Úmido	1	Com restrição
PE_2050_U_R1	Penetração Eólica	2050	Úmido	1	Com restrição
LB_2050_U_R2	Linha de Base	2050	Úmido	2	Com restrição

Cenário	Expansão	ANO	Recurso Hídrico	Tipo de Reserva	Transmissão
PE_2050_U_R2	Penetração Eólica	2050	Úmido	2	Com restrição
LB_2030_M_Rx_T	Linha de Base	2030	Médio	1,2	Sem restrição
PE_2030_M_Rx_T	Penetração Eólica	2030	Médio	1,2	Sem restrição
LB_2050_M_Rx_T	Linha de Base	2050	Médio	1,2	Sem restrição
PE_2050_M_Rx_T	Penetração Eólica	2050	Médio	1,2	Sem restrição

Fonte: Elaboração Própria

A área de abrangência de cada nó pode ser observada na Figura 63, enquanto na Tabela 12 pode ser observada a população dos estados do sul do Brasil e na Tabela 12 está a área de cada uma delas, além da população referente a cada área e seu percentual de demanda correspondente. As áreas 28, 29, 40, 44 e 31 foram incorporadas às áreas 30, 45, 38, 41 e 5, respectivamente. As quatro primeiras foram agregadas por serem consideradas áreas muito pequenas para serem analisadas sozinhas, enquanto as áreas 5 e 31 foram unidas por serem as áreas da localização da cidade de Porto Alegre e sua região metropolitana, importante centro consumidor, sendo portanto válido considerá-los como pertencente à apenas uma área.

Tabela 11: População estimada dos estados do sul do Brasil em 2016.

Estado	População
Paraná	11242720
Santa Catarina	6910553
Rio Grande do Sul	11286500
Total	29439773

Fonte: IBGE (2016) – Elaboração Própria

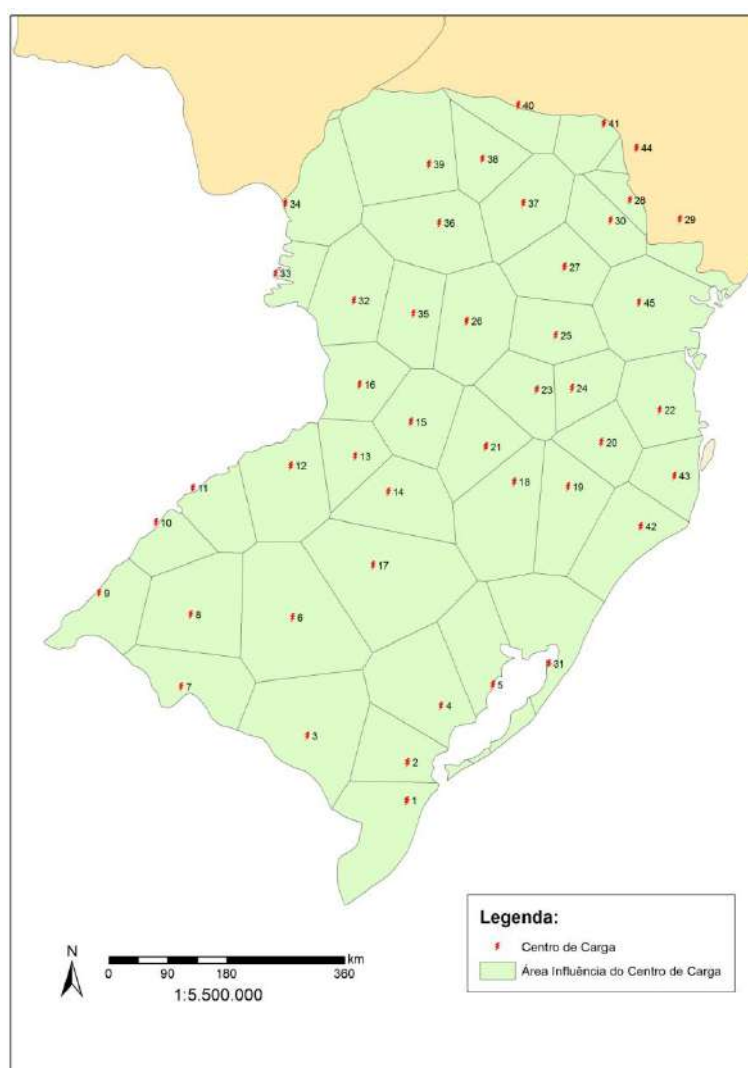


Figura 63: Área de abrangência dos centros de carga.

Fonte: ANEEL (2016a) – Elaboração Própria.

Tabela 12: Área, população estimada e carga percentual de cada nó.

Nome Nó	Área (km²)	População (hab.)	Percentual da Carga
1	20.259	292.923	1,0
2	13.692	495.649	1,7
3	29.374	255.197	0,9
4	22.619	304.150	1,0
5	37.212	4.843.821	16,6
6	35.358	553.038	1,9
7	16.468	106.547	0,4
8	23.521	148.607	0,5
9	13.236	172.941	0,6
10	8.480	713.65	0,2
11	11.213	107.399	0,4
12	20.843	565.060	1,9

Nome Nó	Área (km²)	População (hab.)	Percentual da Carga
13	11.072	279.166	1,0
14	17.820	549.048	1,9
15	15.410	689.402	2,4
16	13.573	471.964	1,6
17	36.674	1.085.917	3,7
18	23.711	1.065.954	3,7
19	17.546	252.646	0,9
20	11.381	206.769	0,7
21	14.977	346.997	1,2
22	16.619	2.644.087	9,1
23	12.076	317.996	1,1
24	10.146	216.383	0,7
25	13.067	264.258	0,9
26	19.394	352.412	1,2
27	14.706	544.792	1,9
30	14.609	281.624	1,0
32	18.636	717.234	2,5
33	6.439	603.464	2,1
34	16.423	431.555	1,5
35	13.929	310.925	1,1
36	19.870	391.697	1,3
37	16.636	299.493	1,0
38	19.342	1.606.997	5,5
39	27.966	1.127.575	3,9
41	87.00	281.332	1,0
42	17.409	960.846	3,3
43	11.010	1.145.977	3,9
45	28.369	3.835.281	13,1
Soma	719.787	2.919.8488	100

Fonte: Elaboração Própria

5.4.2 Demanda

A curva de carga média mensal e horária para o ano de 2015 segue nas Figura 64 e Figura 65, como ilustrativo do padrão de perfil anual e diário, respectivamente. Pode-se observar que a demanda é maior nos meses mais quentes, janeiro e fevereiro, enquanto o pico de consumo diário costuma ocorrer por volta de meio-dia. No total a demanda anual a ser atendida em 2015 foi de 103.299 GWh.

Para os anos de 2030 e 2050 a demanda foi obtida a partir dos resultados do MESSAGE. A curva de carga permanece com o mesmo perfil do cenário de validação, porém com um crescimento modular de 48% (2030) e 81% (2050), em relação à

demanda de 2015, totalizando um valor de 152.833 GWh e 186.972 GWh para 2030 e 2050, respectivamente. O custo do déficit foi estipulado em USD\$973/MWh⁶⁰ (EPE, 2016c).

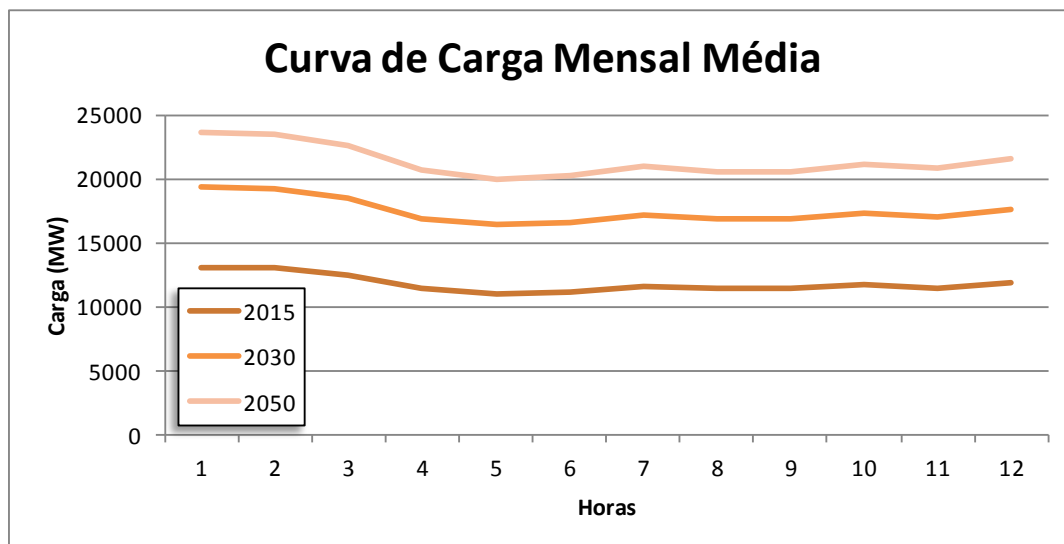


Figura 64: Perfil anual da curva de carga do sul.

Fonte: Elaboração Própria

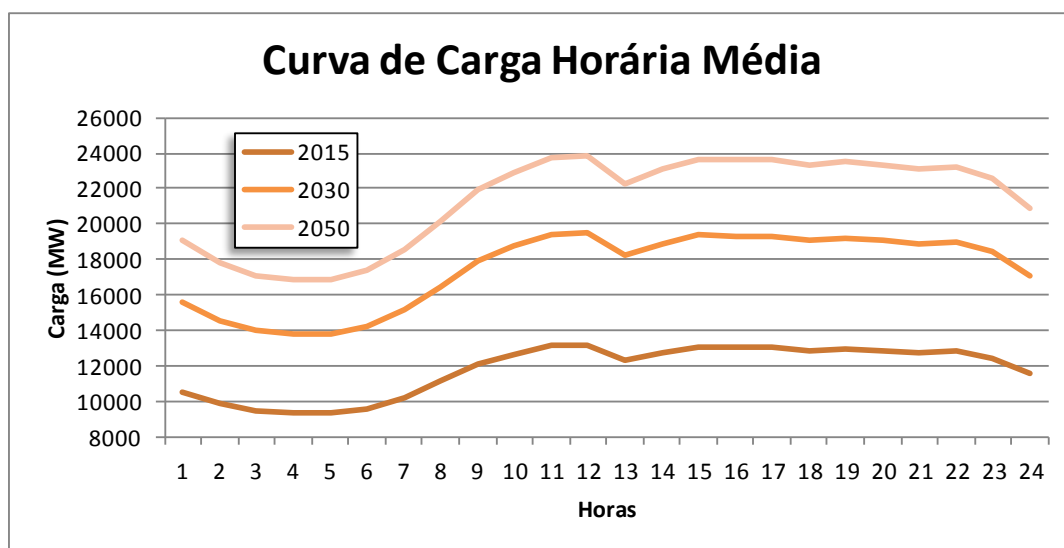


Figura 65: Perfil diário da curva de carga sul.

Fonte: Elaboração Própria

⁶⁰ Conversão real – dólar baseada no valor médio do dólar em 2015 (BCB, 2016).

5.4.3 Geração

5.4.3.1 Capacidade Instalada

A capacidade instalada e o número de usinas por tipo de tecnologia para cada cenário pode ser observado na Tabela 13, lembrando que os valores para 2015 são baseados na situação real de 2015, enquanto para os anos futuros a capacidade foi conhecida a partir dos resultados da modelagem do MESSAGE.

Tabela 13: Capacidade instalada por tecnologia de geração em cada cenário simulado, sendo 2015 baseado no valores ao final desse ano e os valores de 2030 e 2050 baseados nos resultados do MESSAGE.

Usinas	2015	2030		2050	
	MW Instalado	MW Instalado (Linha de Base)	MW Instalado (Penetração Eólica)	MW Instalado (Linha de Base)	MW Instalado (Penetração Eólica)
PCH	1.519	1.576	1.519	2.751	1.519
EOL	1.800	2.045	12.480	2.164	46.119
UFV	4	4	4	4	4
UHE	22.364	22.364	22.364	23.364	22.364
GÁS CC	1.372	1.372	1.372	0	0
GÁS CA	0	3	95	7	431
TVC	1.765	6.765	1.765	6.765	1.745
GCI	24	0	0	0	0
TVO	0	68	68	0	0
TVB	4	559	68	4.846	3.056
UTN	0	0	0	0	0

Fonte: ANEEL (2016) e ONS (2016a) – Elaboração Própria

5.4.3.2 Localização

A localização das usinas de cada cenário por nó do modelo estão listadas no Anexo I.

5.4.3.3 Parâmetros Técnicos e Econômicos

Os parâmetros técnicos e econômicos foram obtidos de diversas fontes e podem ser observados nas Tabela 14 e Tabela 15. É importante a observação desses valores, pois a comparação dos resultados deste estudo com os resultados de outros estudos está diretamente atrelada a definição dos dados de entrada, principalmente em relação à geração.

Tabela 14: Dados dos parâmetros técnicos das usinas considerados na modelagem.

Tecnologia	Parâmetros Técnicos*														
	Mínimo de Geração Estável (%) ^a	Max Ramp Up (%/min)	Max Ramp Down (%/min)	HEAT RATE - GJ/MWh 100 (Efic. - MW/m ³ /s)	HEAT RATE (Efic.) 75	HEAT RATE (Efic.) 50	HEAT RATE (Efic.) 25	Tempo Mínimo de Partida (h) ^g	Tempo Mínimo para Desligar (h) ^g	Tempo de Partida Hot** (horas)	Tempo de Partida Warm** (horas)	Tempo de Partida Cold** (horas)	TIF (%) ⁱ	TIP (%) ⁱ	Tempo de Reparo (horas)
UHE _r	6	20 ^a	20 ^a	****	****	****	****	-	-	0 ^h	0 ^h	0 ^h	1,0***	4,5***	24
UHE _{ia}	6	20 ^a	20 ^a	****	****	****	****	-	-	0 ^h	0 ^h	0 ^h	1,0***	4,5***	24
PCH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	4,51	24
GÁS CC	40	7,5 ^b	7,5 ^b	7,9 ^c	8,2 ^c	9,2 ^c	10,2	4	4	0 ^j	0 ^j	1 ⁱ	****	****	24
GÁS CA	20	25 ^b	25 ^b	10,2 ^c	10,7 ^c	11,9 ^c	12,9	0	0	0 ^j	1 ⁱ	2 ⁱ	****	****	24
Carvão - TV	40	3 ^b	3 ^b	9,9 ^c	10,1 ^c	10,4 ^c	10,8	8	6	1 ^k	5 ^k	7 ^k	****	****	24
Oléo - GCI	30	25	5	10,4 ^d	10,5	10,66 ^f	10,8	0	0	0 ^k	0 ^k	0 ^k	****	****	24
Oléo- TV	30	-	-	10,4 ^c	10,6 ^c	10,9 ^c	11,3	8	6	1 ^k	5 ^k	7 ^k	****	****	24
Bio - TV	40	3 ^b	3 ^b	13,6 ^e	13,9	14,3	14,7	8	6	1 ^k	5 ^k	7 ^k	****	****	24
Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	0,3	24
Nuclear	80	3 ^b	3 ^b	-	-	-	-	24	24	-	-	-	-	-	-

* Os valores sem referência foram estimados baseados nos outros valores e nas informações comparativa das referências.

** A situação de partida das termoeletricas foi baseou-se no tempo em que ficaram desligadas. Sendo por até 8 horas partida quente (vapor e gás), 28/22 horas partida morna (vapor/gás) e 48/36 horas partida fria (vapor/gás) (PB, 2014).

*** Valor considerado na ausência do valor específico de cada usina (ONS, 2014a).

**** Foi utilizado o valor específico de cada usina (ONS, 2014a).

Fonte: ^a (IEA, 2014), (IEA, 2012a); ^b (EPE, 2016d); ^c (NREL, 2012a); ^d (DOE, 2015); ^e (EPRI, 2015); ^f (PB, 2009); ^g (DEANE et. al., 2015), (BERG & DELARUE, 2015); ^h (ETSAP & IRENA, 2015); ⁱ (EURELECTRIC, 2011); ^j (GE, 2015) ^k (WARTSILA, 2015), (WARTSILA, 2015a); ^l (ONS, 2014a) – Elaboração Própria

Tabela 15: Dados dos parâmetros econômicos das usinas considerados na modelagem – em dólares (USD\$).

Tecnologia	Parâmetros Econômicos*									
	Custo de Partida Hot (\$/MW)	Custo de Partida Warm (\$/MW)	Custo de Partida Cold (\$/MW)	Custo de Ramp Up/Down (\$/Mwcap)	Custo O&M Variável - 2015 (\$/MWh)	Custo O&M Fixo - 2015 (\$/kW/ano)	Custo O&M Variável - 2030 (\$/MWh)	Custo O&M Fixo - 2030 (\$/kW/ano)	Custo O&M Variável - 2050 (\$/MWh)	Custo O&M Fixo - 2050 (\$/kW/ano)
UHE c Res	75 ^a	75 ^a	75 ^a	0	0,0 ^d	52,0 ^d	0	52	0,0 ^d	52,0 ^d
UHE Fio D'água	75 ^a	75 ^a	75 ^a	0	0,0 ^d	58,0 ^d	0	58	0,0 ^d	58,0 ^d
PCH	75 ^a	75 ^a	75 ^a	0	0,0 ^d	65,0 ^d	0	65	0,0 ^d	65,0 ^d
GÁS CC	35 ^b	55 ^b	79 ^b	0,3 ^b	3,5 ^d	13,0 ^d	3,5	11,9	3,5 ^d	11,0 ^d
GÁS CA	32 ^b	126 ^b	103 ^b	0,9 ^b	3,5 ^d	20,0 ^d	3,5	17,1	3,5 ^d	15,0 ^d
Carvão - TV	59 ^b	65 ^b	105 ^b	2,0 ^b	4,6 ^d	39,0 ^d	3,7	31,6	3,1 ^d	26,0 ^d
Oléo - GCI	0 ^c	0 ^c	0 ^c	0,5 ^b	5,0 ^c	17,0 ^e	5,0	17,0	5,0 ^c	17,0 ^e
Oléo- TV	48 ^b	62 ^b	90 ^b	1,6 ^b	14,3 ^d	39,0	14,3	31,6	14,3 ^d	26,0
Bio - TV	59 ^b	65 ^b	105 ^b	1,8	4,8 ^d	105,0 ^f	4,8	105,0	4,8 ^f	105,0 ^f
Eólica	0	0	0	0	0,0 ^d	42,0 ^d	0,0	38,6	0,0 ^d	36,0 ^d
Nuclear	0	0	0	0	0,0 ^d	51,0 ^d	0,0	30,4	0,0 ^d	15,0 ^d

* Os valores sem referência foram estimados baseados nos outros valores e nas informações comparativas das referências.

Fonte: ^a (BJORKVOLL & BAKKEN, 2002); ^b (NREL, 2012); ^c (RAJAGOPALAN & GANDOTRA, 2015); ^d (PEREIRA et. al., 2016); ^e (PB, 2009); ^f (EPE, 2016d) –

Elaboração Própria

5.4.3.4 UNSI, Itaipu e novas UHE's

Os valores de fator de capacidade mensal para as usinas não simuladas individualmente seguem conforme Tabela 16, assim como os valores de fator de capacidade mensal máximo para Itaipu e para as novas UHE's.

Tabela 16: Fator de capacidade mensal considerado para as usinas não simuladas individualmente; fator de capacidade mensal máximo considerado para a UHE Itaipu; fator de capacidade mensal máximo considerado para as novas (em %).

Mês	FC MENSAL		FC MENSAL ITAIPU			FC MENSAL NOVAS UHE's		
	PCH	Bio - TV	Seco	Médio	Úmido	Seco	Médio	Úmido
JAN	59,8	11	66	69	73	55	36	87
FEV	49	13,1	61	67	73	51	53	83
MAR	49,2	17	64	67	72	51	48	66
ABR	48,1	31,4	69	69	74	47	22	51
MAI	52,8	34,8	66	66	77	40	18	38
JUN	64,3	36,9	63	67	79	52	46	52
JUL	67,3	32,8	61	67	81	61	55	76
AGO	53,7	41,4	60	66	72	65	62	78
SET	59,3	38,2	58	67	67	61	54	75
OUT	68,2	39,1	63	68	69	66	53	83
NOV	59,1	32,6	60	71	67	69	37	83
DEZ	60,2	20,7	60	72	68	58	32	89

Fonte: CCEE (2016b), ONS (2016e) – Elaboração Própria

5.4.4 Recurso Natural

5.4.4.1 Velocidade do Vento

A observação do recurso eólico demonstra que as regiões com maior potencial de geração estão no RS, mais precisamente no sul do estado (Tabela 17). Pelo perfil anual percebe-se o aumento da disponibilidade do recurso no 2º semestre do ano (Figura 66), enquanto o perfil diário mostra que os picos de velocidade de vento na região ocorrem ao fim da tarde (Figura 67).

Tabela 17: Velocidade média mensal em 100 metros de cada parque eólica

Parque Eólico	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
Bagé	5,3	5,4	4,7	4,6	4,5	5,3	5,9	6,5	6,2	6,1	6,2	5,6	5,5
Castro	3,1	2,7	2,3	1,9	2,2	1,7	2,0	2,2	3,4	3,6	3,8	3,1	2,7
Rio Grande	6,3	6,1	6,0	5,0	4,9	5,0	5,2	6,2	6,6	6,7	7,0	6,7	6,0
Santana do Livramento	7,0	7,0	6,9	6,5	7,1	7,2	7,7	8,3	8,1	7,7	7,6	7,2	7,4
São Joaquim	5,1	4,7	5,1	4,4	4,6	4,7	5,5	6,0	5,7	5,3	5,7	5,0	5,1
Torres	5,2	5,0	4,7	4,8	4,9	4,9	5,2	5,7	5,9	6,1	6,3	6,2	5,4
Santa Vitória do Palmar*	7,2	7,7	7,1	7,1	6,6	6,9	7,5	9,0	9,4	7,8	9,3	8,2	7,8
Palmas*	4,1	4,1	4,1	4,1	4,4	4,6	4,8	5,0	4,8	4,4	4,5	4,5	4,5

* Obtidos a partir do software WindOgrapher

Fonte: INMET (2016) e AGDI (2014) – Elaboração Própria

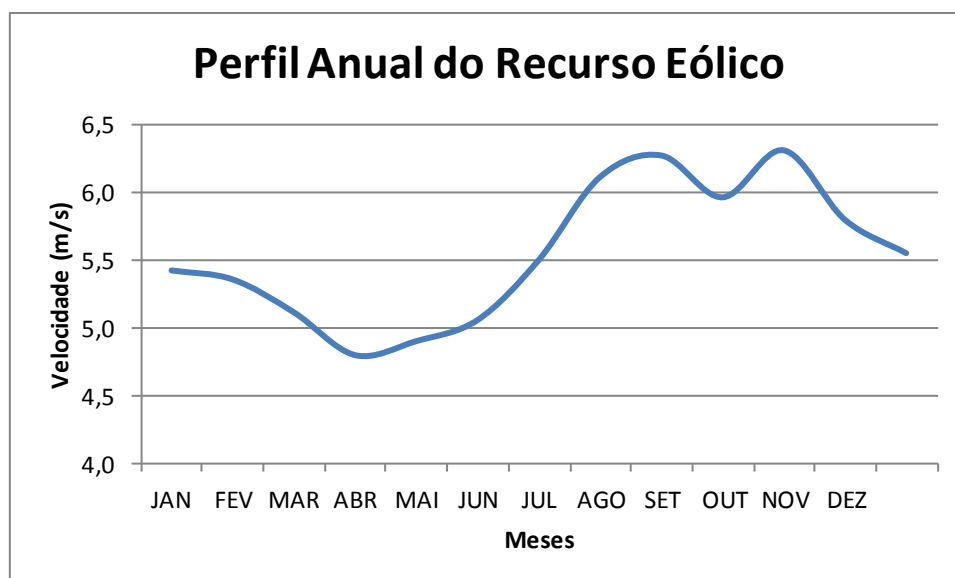


Figura 66: Perfil anual medido do recurso eólico a 100 metros de altura.

Fonte: INMET (2016) e AGDI (2014) – Elaboração Própria

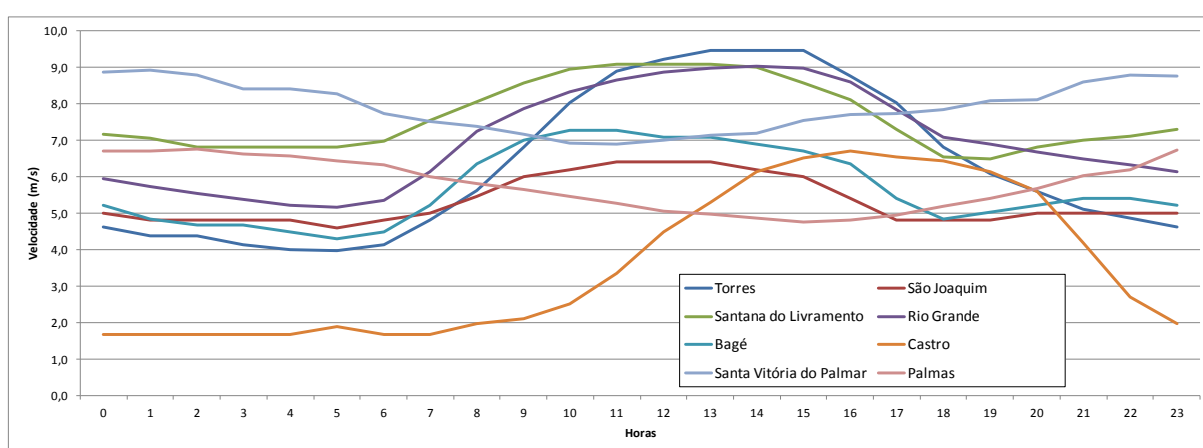


Figura 67: Perfil diário típico do recurso eólico a 100 metros de altura.

Fonte: INMET (2016) e AGDI (2014) – Elaboração Própria

5.4.4.2 Vazão Natural Afluente

As vazões naturais afluentes da região também apresentam aumento no 2º semestre e têm suas médias muito mais próximas das mínimas que das máximas (Figura 68).

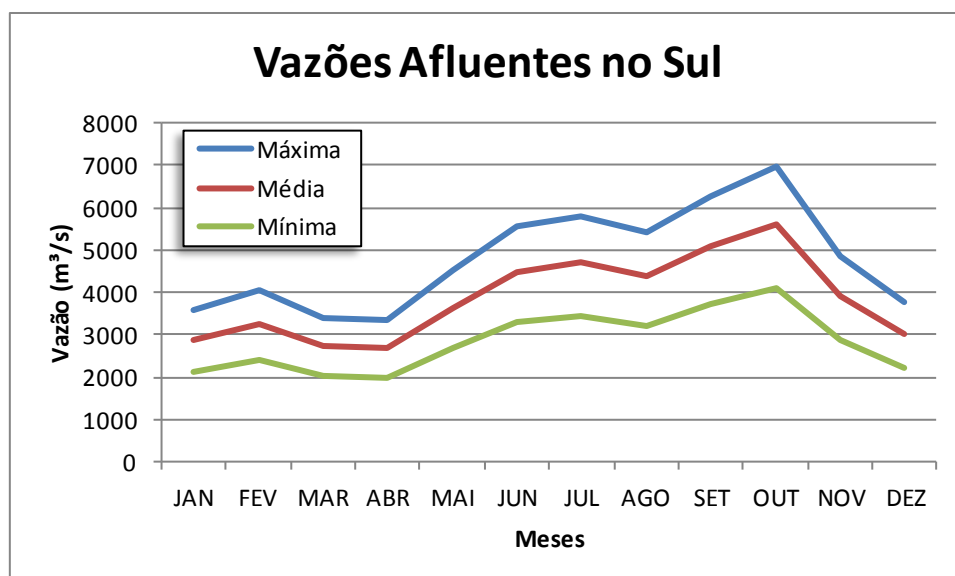


Figura 68: Histórico das vazões naturais afluentes (médias, máximas e mínimas) às UHE's do sul.

Fonte: ONS (2015b) - Elaboração Própria

5.4.5 Reservatórios

No Anexo II estão expostos os valores de capacidade dos reservatórios, restrições operativas consideradas, e as perdas por evaporação consideradas.

5.4.6 Combustíveis

A Tabela 18 apresenta os dados de preço, PCI e emissão para cada um dos combustíveis considerados na modelagem.

Tabela 18: Resumo dos dados de entrada dos combustíveis considerados na modelagem.

Combustível	Preço (USD\$/GJ)	Poder Calorífico Inferior (MJ/kg)	Emissão CO ₂ (kg/TJ)
Gás Natural	7,3	45	56.100
Gás Natural (PPT)	4,1	45	56.100
Óleo Combustível	9,8	42	73.300
Carvão	5,1	14	98.550
Óleo Diesel	23,4	43	74.100
Biomassa	0	9	0

Fonte: EPE (2016), EPE (2016d) e MME (2016a) – Elaboração Própria

5.4.7 Reserva

Em 2015 a região sul tinha 10 usinas hidrelétricas com reservatórios, totalizando uma capacidade instalada de quase 7700MW, quanto às termoeletricas estas somavam

3165MW de capacidade instalada. Para os cenários 2030 e 2050 os valores das UHE's foram mantidos, e as termoeletricas tiveram sua capacidade instalada aumentada em todos os cenários (Linha de base e Penetração Eólica) (Tabela 19).

Tabela 19: Capacidade de prover reserva por tecnologia de geração em cada cenário simulado.

Capacidade disponível para Prover Reserva					
Usina	2015	2030		2050	
	MW Instalado	MW Instalado (Linha de Base)	MW Instalado (Penetração Eólica)	MW Instalado (Linha de Base)	MW Instalado (Penetração Eólica)
UHE	7.690	7.690	7.690	7.690	7.690
Termoeletrica	3.165	8.767	3.368	11.618	5.232

Fonte: Elaboração Própria

As reservas primárias foram consideradas como as reservas spin do Plexos, a reserva secundária foi determinada com a reserva de regulação do modelo e as reservas terciárias e de prontidão foram englobadas pela reserva de substituição.

Segundo ONS (2010) a reserva primária deve corresponder a 1% da carga de geração e a reserva secundária a 4%.

A obtenção dos valores adequados de reserva foi feita de acordo com a relação entre a variação horária da carga em 2015 e o maior valor necessário de reserva neste mesmo ano.

Este comparativo chegou ao valor de 37% para essa relação, dessa forma o percentual de reserva necessário foi feito para que nos cenários de penetração eólica em 2030 e 2050 este valor fosse mantido. Na Figura 69 e na Tabela 20 é possível observar os valores máximos de variação horária para os parâmetros de interesse.

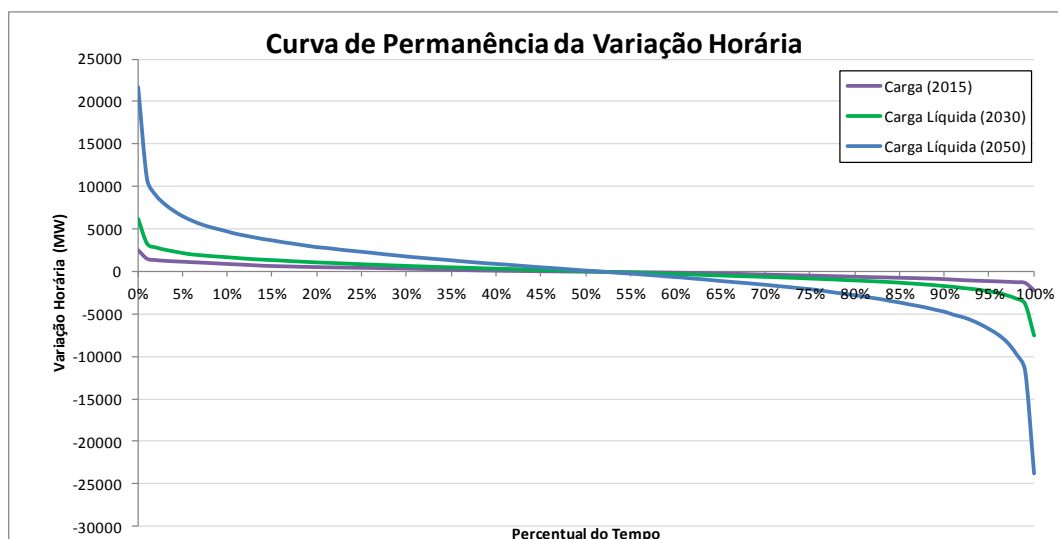


Figura 69: Curva de permanência da variação de carga anual.

Fonte: Elaboração Própria

A manutenção do valor definido acima tornou necessário os seguintes valores percentuais de capacidade de reserva: 10% e 24% para os anos de 2030 e 2050, respectivamente.

Tabela 20: Dados para o cálculo da reserva necessária em cada cenário de simulação.

Maior Variação da Carga (2015) e Carga Líquida (2030 e 2050) (MW)		
2015	2030	2050
2.492	6.181	21.642
Maior Reserva Necessária		
2015	2030	2050
732	1.839	6.439
Percentual da Reserva em Relação à Geração (%)		
2015	2030	2050
5	10	24

Fonte: Elaboração Própria

5.4.8 Transmissão

A Figura 70 que segue mostra as linhas de transmissão do subsistema sul e suas integrações com outros subsistemas, principalmente o SE/CO, tendo sido esse sistema representado no Plexos. Os parâmetros técnico e econômicos de entrada no modelo estão no Anexo III.

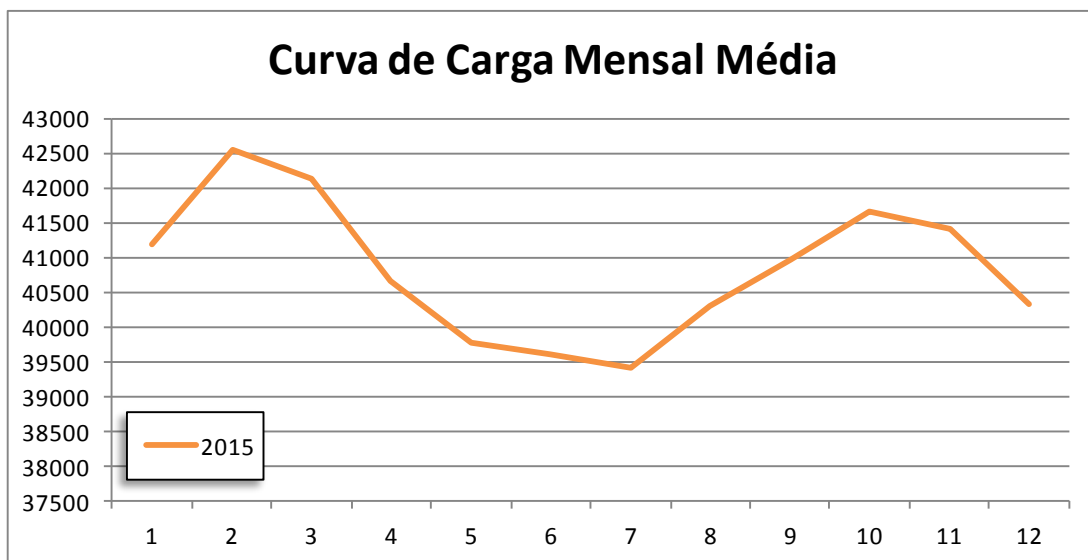


Figura 71: Perfil anual da curva de carga do SE/CO.

Fonte: Elaboração Própria

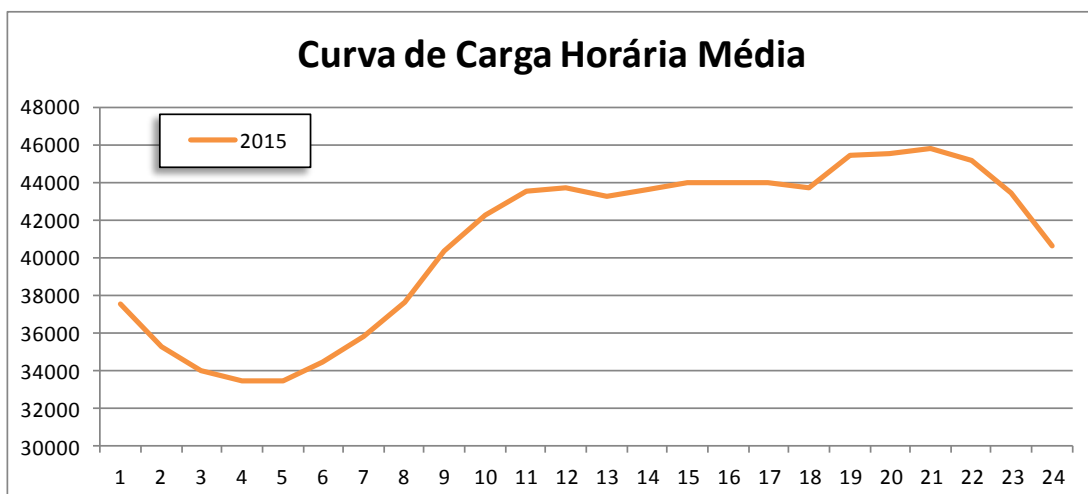


Figura 72: Perfil diário da curva de carga do SE/CO.

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 22: Fatores de capacidade máximos mensais das usinas do subsistema SE/CO (em %).

Fatores de Capacidade Mensal Máximos Considerados		
Mês	UHE	UTE
JAN	42	80
FEV	39	83
MAR	38	81
ABR	37	85
MAI	35	87
JUN	33	87
JUL	30	78
AGO	31	79
SET	34	86
OUT	38	86
NOV	39	80
DEZ	41	73

Fonte: ONS (2016a), EPE (2016a) e ONS (2016e) – Elaboração Própria

Tabela 23: Capacidade instalada usinas equivalentes do subsistema SE/CO.

Usina	Capacidade Instalada (MW)
UHE	50.000
UTE	20.000
UTN	2.000

Fonte: ONS (2016a) e EPE (2016a) – Elaboração Própria

A demanda internacional foi definida como 500 MW horários de carga.

6. RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados das simulações dos 28 cenários em análise desse estudo. Através da compreensão e comparação desses resultados busca-se atingir o objetivo principal deste trabalho: entender como a penetração eólica pode impactar o subsistema elétrico do sul do país.

Contudo, antes da apresentação dos resultados de interesse, discutir-se-á o quão próximo da realidade se aproximou o modelo para o caso de validação. A compreensão dos desvios e da lógica de solução do modelo frente sua comparação com uma situação passada é importante para uma melhor análise dos cenários propostos.

6.1 Validação

O cenário de validação buscou reproduzir o subsistema elétrico do sul do país para o ano de 2015. A expectativa é avaliar o quão fiel à realidade se aproxima o modelo, e compreender as razões das diferenças encontradas.

Serão aqui comparadas as médias mensais de geração das usinas termoeletricas, das hidrelétricas do sul, dos níveis dos reservatórios e da integração com o sudeste. A opção pela análise comparativa em escala temporal mensal deve-se ao fato de estes dados serem publicamente disponíveis no site da ONS. Uma avaliação mais criteriosa seria fazer uma comparação usina por usina e em um intervalo de tempo inferior, entretanto tais dados não se encontram disponíveis.

O ano de 2015 teve grandes aflúências nas bacias do sul, o que consequentemente fez com que as usinas hídricas fossem altamente aproveitadas. Neste ano, o fator de capacidade anual foi o maior dos últimos 14 anos, e esteve em torno de 72%.

Tais valores ocorreram devido às aflúências acima da média em grande parte do ano possibilitando que 2015 se encerrasse com 98% do nível de armazenamento do reservatório equivalente geral da região sul.

A modelagem da validação, ao final do ano, não alcançou o nível de energia armazenável observado em 2015. Tal fator pode ser explicado pela metodologia de ajuste das aflúências naturais nas bacias do sul. A metodologia adotada não fez diferença entre as bacias do sul e considerou apenas a diferença entre as energias naturais afluentes de toda a região sul.

A geração por base hídrica se aproximou bastante da geração média anual em 2015. Em contrapartida, o perfil anual se apresentou bem diferente. O modelo busca uma geração mais uniforme durante o ano, aproveitando-se mais dos reservatórios disponíveis. Um dos fatores que podem explicar essa opção é a ótica *perfect foresight* do modelo. Assim, baseando-se na certeza das vazões afluentes futuras, o modelo balanceia o uso dos reservatórios e por consequência a geração hídrica (Tabela 24).

Tabela 24: Comparativo da geração média mensal entre o cenário de validação modelado e o caso real em MWmed.

Meses	Hidráulica Modelo	Hidráulica Real	UTE Modelo	UTE Real	Eólica Modelo	Eólica Real	Intercâmbio Modelo	Intercâmbio Real
JAN	11.599	12.673	774	1.507	458	196	1.472	2.792
FEV	9.274	12.065	1.224	1.722	503	271	552	2.359
MAR	8.401	9.588	1.066	2.073	465	315	454	424
ABR	9.345	7.440	808	1.883	415	302	994	-639
MAI	8.863	5.535	769	1.729	358	348	787	-2.057
JUN	10.690	7.534	440	1.461	357	396	1.554	-200
JUL	10.574	10.944	438	1.130	443	374	2.206	2.460
AGO	10.433	11.303	509	1.042	619	567	1.744	3.007
SET	9.717	10.846	735	1.272	598	412	1.279	2.764
OUT	11.234	12.000	398	975	582	562	3.306	3.461
NOV	10.441	11.980	396	778	641	621	2.663	3.206
DEZ	10.649	12.892	557	658	594	506	2.047	3.845
Média	10.102	10.400	676	1.352	503	406	1.588	1.785

Fonte: Elaboração Própria

A geração termoeletrica anual foi a que mais se afastou da geração ocorrida em 2015, considerando a média, que ficou em torno de 50% do valor médio observado. Contudo, se analisado apenas o perfil, desconsiderando a intensidade, esta foi a que mais se aproximou do caso real. Alguns fatores que podem explicar esse desvio são a menor variabilidade intra-anual da geração hídrica, e o fato de a geração eólica ter sido levemente superior àquela observada em 2015.

A geração hidrelétrica mais uniforme diminuiu o despacho térmico nos meses em que este foi maior devido à baixa geração hidráulica. Enquanto a geração eólica foi superior, pois no cenário de validação foi considerada a capacidade instalada ao final do ano de 2015 (Tabela 13). Durante o ano houve um aumento na capacidade de geração eólica superior a 800 MW (ANEEL, 2016), o que faz com que a geração eólica anual fosse superior ao observado, principalmente para os primeiros meses do cenário simulado.

Por fim o intercâmbio entre a região sul e a região sudeste em uma média anual foi considerado satisfatório, sem, contudo, acompanhar o perfil anual observado. As divergências expostas acima explicam a diferença do caso real para o modelado. Pode-se afirmar isto visto que a geração do sudeste foi delimitada conforme os fatores de capacidade ocorridos em 2015.

Destacam-se ainda os principais aspectos referentes aos resultados da modelagem para o ano de 2015 (Tabela 25).

Tabela 25: Resultados da modelagem – cenário de validação.

Cenário	Demanda média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit	Emissão (t/CO ₂)	Vert. Eólico Total (GW)	Vol. Final Res.	Tempo de Déficit - Reserva 2	Tempo de Déficit - Reserva 3	Déficit Horário Médio - Reserva 2 (MW)	Déficit Horário Médio - Reserva 3 (MW)	Tempo de sobrecarga da LT (%)	Custo Médio da Geração (USD\$ / MWh)
2015	1,6	0,2%	24	325	6,88E+06	0	58%	1%	2%	0,0	0,0	9	7,4

Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que a carga é atendida em quase que sua completa totalidade. O déficit médio de reserva do sistema é pequeno, tanto em potência quanto em tempo. Em relação à transmissão nota-se que há sobrecarga em algumas linhas do sistema em 9% do tempo. As dez linhas que mais sofrem sobrecarga e os nós com maior déficit estão listadas na Tabela 26.

Tabela 26: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenário de validação.

2015			
Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)
39	0,6	33_EXP_600	97
42	0,2	36_39_230	95
4	0,2	36_38_230	80
41	0,1	17_3_230	72
24	0,1	33_32_230	68
2	0,1	39_EXP_138	58
1	0,1	15_14_230	54
20	0,1	34_EXP_230	52
43	0,1	32_36_230	40
19	0,0	15_32_230	36

Fonte: Elaboração Própria

Apesar de pequeno, o déficit de carga se concentra em 5 nós que somados correspondem a mais de 70% do déficit. Dentre estes, apenas os nós 39 e 42 tem a

ocorrência de déficit associada não somente à incapacidade de geração como também à insuficiência de transmissão.

Um dos fatores que pode explicar tal déficit é a divisão das áreas de influência de cada centro de carga, que foram delimitadas por um método matemático, não levando em consideração a importância de carga de cada um dos centros. Sendo possível que parte da demanda atribuída ao nó 39, devesse fazer parte da demanda de outras regiões.

Por fim destaca-se o baixo custo médio da geração. Comparativamente, o custo de geração da energia se apresentou muito inferior aos valores de 2015. De acordo com os dados de ABRADÉE (2016) e ABRADÉE (2017), o custo médio da energia elétrica em 2015, considerando apenas a parcela de geração e transmissão (sem considerar distribuição e encargos e tributos), esteve em torno 68 e 45 USD\$/MWh para tarifas residenciais e industriais, respectivamente.

De fato isso era esperado, visto que na modelagem não foram considerados os custos de investimento das usinas, fazendo com que o custo médio da geração represente apenas a parcela do custo relacionada à geração, como custos de operação e manutenção, combustível, de partida e de rampa.

O cenário de validação mostrou que o modelo apresenta alguns desvios em relação à realidade, mas se mostra satisfatório para uma análise de possíveis cenários futuros, principalmente se comparados com cenário de linha de base. Dessa forma pode-se avaliar as diferenças entre cada um dos cenários considerando sempre os fatores aqui observados como possíveis desvios em relação à valores que podem de fato vir a ocorrer.

6.2 Cenários de 2030

Analizado o cenário de validação e compreendidas as falhas e divergências do modelo em relação à realidade, apresenta-se daqui em diante os resultados dos cenários de estudo deste trabalho.

Primeiramente serão apresentados os resultados dos cenários para os anos de 2030. Dentre eles estão os cenários de linha de base e de penetração eólica (que apresentam diferentes capacidades instaladas para cada tecnologia baseados nos resultados do MESSAGE), de diferentes afluências (seco, médio e úmido), diferentes tipos de reserva, e os dois cenários sem restrições de transmissão, totalizando ao todo 14 cenários.

Serão apresentados e analisados os resultados de vertimento de energia, o perfil de geração horário para um dia típico, a média de geração mensal, o custo de geração, as emissões e a ocorrência de déficits de atendimento da carga.

Os cenários de afluência média receberão maior destaque na sequência, sendo abordados de forma completa com todos os resultados necessários à análise. Enquanto que para os cenários de sensibilidade da disponibilidade do recurso hídrico serão destacados as principais diferenças em relação aos cenários médios. As tabelas que seguem (Tabela 27 a Tabela 31) indicam os principais itens dos cenários em análise.

Tabela 27: Resultados da modelagem – cenários 30_M.

Cenários	Demanda anual média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média	Emissão (t/CO ₂)	Vert. Eólico Total (GWh/ano)	Vol. Final Res.	Tempo de sobrecarga da LT	Custo Médio da Geração (USD\$ / MWh)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
LB_30_M_R1	106	5,8%	2,8E+07	0	56%	6%	19,9	3.792	309
PE_30_M_R1	174	8,1%	1,2E+07	2138	55%	7%	9,2	3.760	445
LB_30_M_R2	107	5,9%	2,8E+07	3	56%	6%	19,9	3.730	311
PE_30_M_R2	167	7,6%	1,3E+07	3231	56%	7%	9,7	3.635	461

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 28: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_30_M_R1.

LB_30_M_R1						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.847	0	0	8.686	0,59
EÓLICA	7	2.045	0	0	600	0,29
CARVÃO	12	6.795	79	54,8	2.603	0,38
GÁS CC	3	1.372	64	61,6	776	0,57
GÁS CA	1	3	80	79,0	2	0,67
BIOMASSA	5	564	6	4,8	463	0,82
TV-OC	1	68	126	114,6	25	0,37
Soma/Média	57	25.694	20	45,0	1.879	0,51

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 29: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_30_M_R1.

PE_30_M_R1						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.847	0	0	8.496	0,57
EÓLICA	9	12.480	0	0	2.978	0,24
CARVÃO	8	1.765	78	54,8	821	0,47
GÁS CC	3	1.372	65	61,6	750	0,55
GÁS CA	1	95	81	79,0	64	0,67
BIOMASSA	2	72	5	4,8	70	0,97
TV-OC	1	68	127	114,6	24	0,35
Soma/Média	52	30.699	9	45,0	1.886	0,43

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 30: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_30_M_R2.

LB_30_M_R2						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.847	0	0	8.670	0,58
EÓLICA	7	2.045	0	0	600	0,29
CARVÃO	12	6.795	78	54,8	2.670	0,39
GÁS CC	3	1.372	64	61,6	763	0,56
GÁS CA	1	3	80	79,0	2	0,67
BIOMASSA	5	564	6	4,8	460	0,82
TV-OC	1	68	130	114,6	23	0,34
Soma/Média	57	25.694	20	45,0	1.884	0,51

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 31: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_30_M_R2.

PE_30_M_R2						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.847	0	0	8.514	0,57
EÓLICA	9	12.480	0	0	2.978	0,24
CARVÃO	8	1.765	69	54,8	889	0,50
GÁS CC	3	1.372	62	61,6	955	0,70
GÁS CA	1	95	79	79,0	63	0,66
BIOMASSA	2	72	5	4,8	51	0,71
TV-OC	1	68	116	114,6	45	0,66
Soma/Média	52	30.699	10	45,0	1.928	0,44

Fonte: Elaboração Própria

Nas tabelas apresentadas, pode-se notar que a geração média anual total é similar para todos os casos. Contudo, os perfis de geração apresentam alguma diferença, salvo entre os cenários de linha de base que se aproximam bastante.

Como esperado, os cenários de penetração eólica têm uma maior dependência dessa fonte, com ela correspondendo a pouco mais de 20% da energia gerada. Nos cenários de linha de base essa participação é bem mais modesta, em torno de 5%. Nesse caso, devido à opção do modelo de expansão, a geração termoeletrica, por carvão e biomassa, é a responsável por suprir o aumento da demanda.

Além disso, os cenários eólicos apresentam menor custo, menor emissão e maior exportação para o sudeste. Tanto estes itens, como também questões referentes a ciclagem das usinas, como intensidade e o número de rampas, o tempo em geração mínima e as diferenças entre as reservas 1 e 2 serão abordados e comentados mais a frente neste estudo.

Outro aspecto interessante a ser observado é mudança do perfil de geração dentro de um mesmo ano. As figuras que seguem mostram como a geração para um dia típico de verão e inverno sofrem alterações. Estas diferenças decorrem devido à disponibilidade do recurso natural, água e vento e ao fato de a demanda ser superior no verão.

No verão, período de maior demanda, a geração hídrica e por carvão são bem superiores ao que ocorre no inverno, para o cenário de linha de base. Os cenários de penetração eólica apresentam a mesma tendência de maior geração carbonífera e hídrica nos três primeiros meses do ano.

O perfil de geração para um dia típico de verão e inverno para cada um dos cenários médios seguem nas figuras (Figura 73 a Figura 76). Vale destacar que em um dia típico a demanda é atendida sendo ela representada pela soma da geração de todas as fontes, indicada pelo perfil superior da curva.

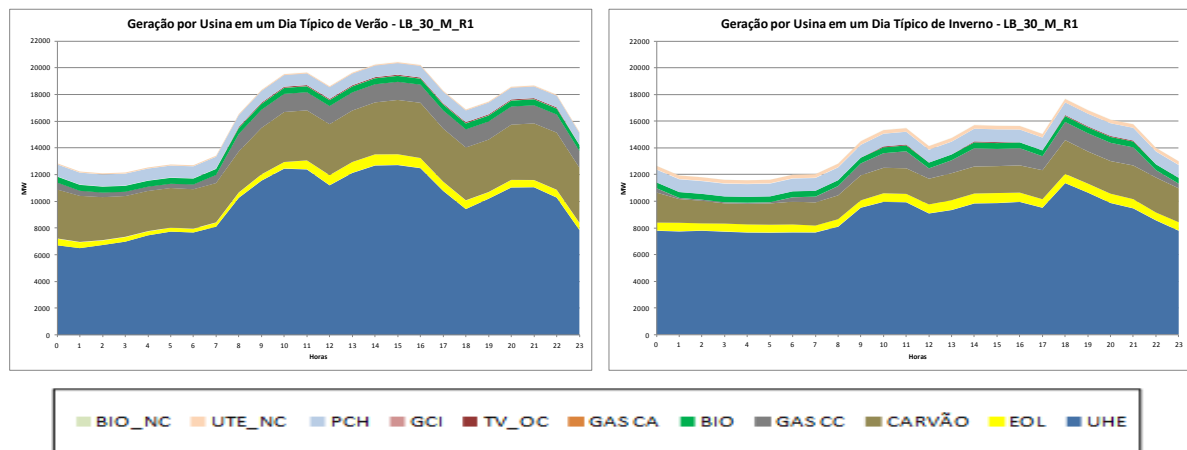


Figura 73: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_30_M_R1.

Fonte: Elaboração Própria

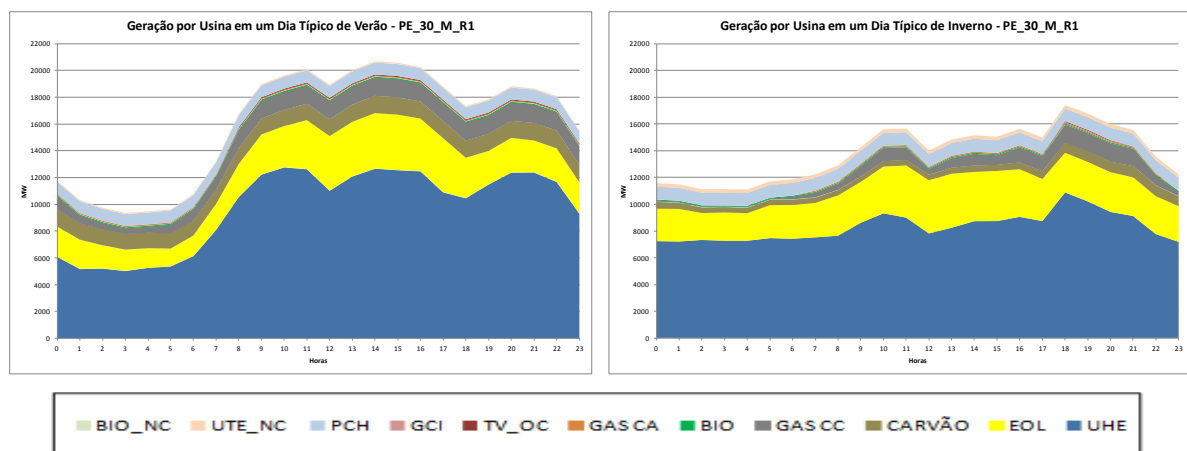


Figura 74: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_30_M_R1.

Fonte: Elaboração Própria

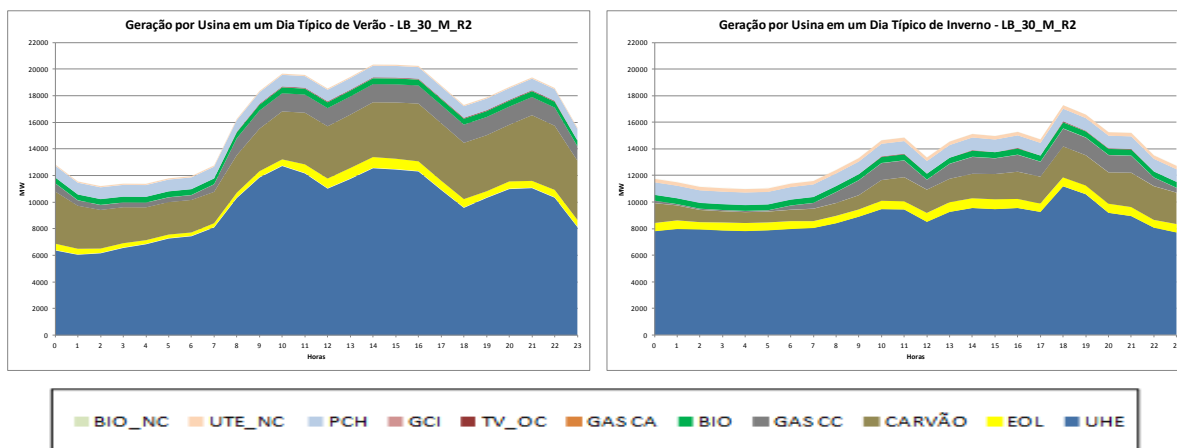


Figura 75: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_30_M_R2.

Fonte: Elaboração Própria

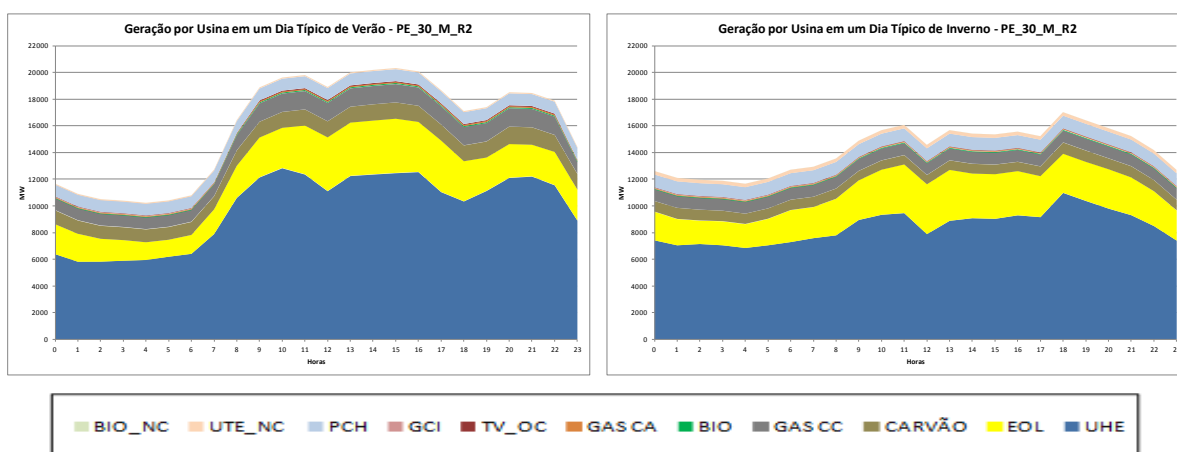


Figura 76: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_30_M_R2.

Fonte: Elaboração Própria

Diferentemente do esperado, os perfis apresentados anteriormente divergem da expectativa inicial. Esperava-se que a geração hidráulica e eólica acompanhasse a disponibilidade do recurso, que para ambos é mais abundante no segundo semestre. Entretanto o modelo opta por fazer uso dos reservatórios de forma mais intensa durante o verão, de forma a atender a demanda, conforme observado previamente no caso de validação. No inverno, período de maiores ventos e, portanto maior possibilidade de geração eólica, o modelo escolhe por verter energia. Tais fatores explicam a diferença entre a geração e a presença dos recursos naturais e podem ser observados nas Tabela 32 e Tabela 33 no Anexo IV que apresenta os perfis de geração anual para os cenários de afluência média em 2030.

Tabela 32: Volume percentual dos reservatórios na região sul ao final de cada mês – Cenários 30_M.

Volume Percentual Res.				
Mês	LB_30_M_R1	PE_30_M_R1	LB_30_M_R2	PE_30_M_R2
JAN	50	49	49	49
FEV	49	48	49	49
MAR	46	46	46	46
ABR	43	42	43	42
MAI	43	42	43	42
JUN	43	42	43	42
JUL	46	45	46	45
AGO	47	48	46	46
SET	49	50	49	48
OUT	54	55	54	54
NOV	56	57	56	56
DEZ	56	55	56	56

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 33: Vertimento mensal da geração eólica – Cenários PE_30_M.

Vertimento Médio Mensal (MW)		
Mês	PE_30_M_R1	PE_30_M_R2
JAN	22	31
FEV	21	25
MAR	14	18
ABR	14	20
MAI	17	23
JUN	28	43
JUL	38	54
AGO	56	79
SET	42	73
OUT	22	44
NOV	31	53
DEZ	21	29

Fonte: Elaboração Própria

Há diversos aspectos interessantes que podem ser observados através dos pontos destacados. Primeiramente, nota-se o fato de que nenhum dos cenários conseguiu atender a demanda de forma satisfatória, conforme ocorreu no cenário de validação. Sendo o déficit superior para os cenários de penetração eólica.

Na maior parte do tempo a carga é atendida, para todos os casos a mediana de demanda não atendida é zero. Contudo há períodos de fortes déficits de energia, da mesma forma como ocorre no cenário de 2015, mas em uma escala mais intensa e por mais tempo (Tabela 34).

Tabela 34: Dados de déficit – Cenário 30_M.

Cenários	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit (MW)
LB_30_M_R1	551	1.673
PE_30_M_R1	750	2.029
LB_30_M_R2	559	1.672
PE_30_M_R2	662	2.094

Fonte: Elaboração Própria

Este pode ser um indicativo de que o modelo de expansão energética está subdimensionando a capacidade instalada e superestimando o fator de capacidade da geração. Uma das possíveis causas pode ser o fato de o modelo não levar em conta restrições operativas consideradas nesse estudo, como mínimo de geração estável, limites de rampa e de tempo de partida, ou o fato de ter que atender picos de potência e não apenas uma demanda total uniformemente distribuída no tempo.

Além das restrições, é importante avaliar a possibilidade de a metodologia utilizada para definir a expansão da transmissão, estar inadequada. Esta foi definida de forma simplificada sem levar em consideração os nós em que haveria a entrada de novas fontes de geração e para onde seria o provável destino dessa nova energia.

Comparando os valores dos dez nós com maior demanda não atendida e as dez linhas de transmissão com maior sobrecarga entre os cenários em estudo percebe-se uma coincidência de nós e linhas em todos os casos (Tabela 35 e Tabela 36). O que é um indicativo de que a incapacidade de transmissão deve estar afetando o atendimento da carga.

Em contrapartida, comparando com o cenário de validação, percebe-se que algumas linhas (9) e nós (6) repetem-se, inclusive com um percentual de congestionamento um pouco superior ao dos casos estudados. Isto pode ser um indicativo de que talvez a transmissão não seja a única explicação para o déficit.

Tabela 35: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R1.

LB_30_M_R1				PE_30_M_R1			
Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)	Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)
39	22,5	38_39_230	78	39	44,8	39_EXP_138	83
22	14,6	15_14_230	60	43	27,9	36_39_230	57
43	14,0	35_36_525	55	41	13,5	15_14_230	56
14	8,2	14_18_230	55	22	12,7	33_EXP_600	48
38	8,1	33_32_765	46	20	10,6	15_32_230	47
24	7,0	32_36_765	39	24	9,1	36_38_230	43
5	6,6	17_14_230	30	14	8,5	7_Exp_230	41
20	6,5	7_8_230	24	38	7,2	33_32_230	41
45	3,5	19_42_230	21	42	6,7	3_7_230	37
23	2,2	36_38_525	20	30	6,5	7_8_230	31

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 36: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R2.

LB_30_M_R2				PE_30_M_R2			
Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)	Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)
39	23,5	38_39_230	82	39	37,9	39_EXP_138	83
22	14,1	15_14_230	62	43	25,5	36_39_230	60
43	12,9	35_36_525	56	22	15,3	33_EXP_600	59
14	8,0	14_18_230	55	41	12,3	33_32_230	45
38	7,7	33_32_765	49	20	9,5	15_14_230	45
24	7,0	32_36_765	37	24	8,0	15_32_230	40
5	6,8	17_14_230	30	14	7,5	7_Exp_230	38
20	6,4	7_8_230	24	42	5,8	36_38_230	37
45	3,4	19_42_230	21	30	5,7	32_36_230	35
23	3,2	36_38_525	20	19	4,8	3_7_230	30

Fonte: Elaboração Própria

6.2.1 Cenários sem Restrições de Transmissão

Buscando compreender a influência da transmissão no atendimento da demanda de eletricidade foi simulado um cenário alternativo em que a capacidade de transmissão era ilimitada. Dessa forma torna-se mais fácil compreender o impacto da metodologia utilizada. O cenário adotado para esta análise foi o de maior déficit, tanto para linha de base como o de penetração eólica, no caso o LB_30_M_R2 e o PE_30_M_R1.

As principais diferenças observadas estão apresentadas nas Tabela 37 e Tabela 38. O fim das restrições de transmissão reduz a média de não atendimento da carga e as horas de déficit, mas os índices de atendimento continuam distantes do observado em 2015.

Deve-se atentar ao fato de que a geração média das usinas não sofre grande influência do fim dos limites de transmissão. Somente a geração eólica do cenário de penetração eólica é que tem um aumento através da redução do vertimento de energia, que ocorria em parte dos casos devido à incapacidade de transmissão. Uma análise mais detalhada será apresentada no capítulo seguinte.

Tabela 37: Comparativo dos resultados dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 30.

Cenários	Demanda média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit (MW)	Vertimento Eólico Total (GWh/ano)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
PE_30_M_R1	174	8,1	750	2.029	2.138	3.760	445
PE_30_M_R1_T	132	6,8	648	1.779	573	3.599	420
LB_30_M_R2	107	5,9	559	1.672	2	3.730	304
LB_30_M_R2_T	39	2,7	274	1.249	0	3.715	65

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 38: Comparativo da geração média anual por fonte de geração dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 30.

Usinas	Geração Média Anual (MW)			
	PE_30_M_R1	PE_30_M_R1_T	LB_30_M_R2	LB_30_M_R2_T
UHE	8.496	8.533	8.670	8.667
EÓLICA	2.978	3.156	600	600
CARVÃO	821	836	2.670	2.667
GÁS CC	750	684	763	639
GÁS CA	64	66	2	2
BIOMASSA	70	70	460	460
TV-OC	24	24	23	17
Soma/Média	1.886	1.910	1.884	1.865

Fonte: Elaboração Própria

6.2.2 Cenários de Afluências Seca e Úmida

Os casos de sensibilidade das afluências fluviais aos reservatórios objetiva compreender qual o impacto das variações de vazão no sistema elétrico em estudo. No Brasil, e também no sul, esta análise torna-se fundamental visto a dependência da geração hidráulica.

Os principais resultados estão apresentados nas tabelas que seguem (Tabela 39 a Tabela 42) e estão de acordo com o esperado. O atendimento da carga foi mais deficitário para afluências secas, e a energia não atendida foi menor para as afluências acima da média, sendo o efeito mais intenso no primeiro caso.

A geração termoelétrica acompanhou a geração hídrica de forma inversamente proporcional, de maneira que nos cenários seco houve um aumento, com destaque para a geração por carvão e gás ciclo combinado, enquanto para o cenário úmido estas duas fontes também sofreram variações, porém com redução da geração média.

Parâmetros em que as variações foram consideradas desprezíveis como a geração média anual por biomassa, óleo combustível e gás natural por ciclo aberto não seguem em tabela.

Outros fatores como custo de geração, emissão, volume final do reservatório e vertimento eólico também podem ser observados nas tabelas a seguir (Tabela 39 a Tabela 42).

Tabela 39: Resultados da modelagem – cenários 30_S e 30_U.

Cenários	Demanda anual média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Emissão (t/CO²)	Vertimento Eólico Total (GWh/ano)	Volume Final Reservatórios (%)	Custo Médio da Geração (USD\$ / MWh)
LB_30_S_R1	184	9,6	4,0E+07	0	52	25,0
PE_30_S_R1	286	11,9	1,5E+07	1.615	51	12,0
LB_30_S_R2	196	10,0	4,0E+07	0	53	24,8
PE_30_S_R2	272	11,6	1,5E+07	2.135	51	12,4
LB_30_U_R1	88	5,3	1,9E+07	4	58	15,5
PE_30_U_R1	129	6,3	8,2E+06	2.826	57	6,6
LB_30_U_R2	90	5,5	1,9E+07	6	58	15,5
PE_30_U_R2	123	6,0	8,2E+06	3.063	57	6,8

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 40: Dados de déficit – Cenário 30_S e 30_U.

Cenários	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit
LB_30_S_R1	909	1.759
PE_30_S_R1	1.111	2.235
LB_30_S_R2	939	1.807
PE_30_S_R2	1.079	2.192
LB_30_U_R1	509	1.509
PE_30_U_R1	578	1.952
LB_30_U_R2	521	1.513
PE_30_U_R2	574	1.877

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 41: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 30_S.

Usina	Geração Média Anual (MW)			
	LB_30_S_R1	PE_30_S_R1	LB_30_S_R2	PE_30_S_R2
UHE	7.177	7.151	7.155	7.148
CARVÃO	3.806	1.085	3.810	1.117
GÁS CC	931	922	917	1.062

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 42: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 30_U.

Usina	Geração Média Anual (MW)			
	LB_30_U_R1	PE_30_U_R1	LB_30_U_R2	PE_30_U_R2
UHE	9.645	9.999	9.605	9.751
CARVÃO	1.740	545	1.740	551
GÁS CC	693	565	693	570

Fonte: Elaboração Própria

6.3 Cenários de 2050

Conforme feito para os cenários modelados para 2030, daqui em diante será realizada a mesma análise para os cenários de 2050. Dentre eles estão os cenários de linha de base e de penetração eólica (que apresentam diferentes capacidades instaladas para cada tecnologia baseados nos resultados do MESSAGE), de diferentes afliências (seco, médio e úmido), de diferentes tipos de reserva, mais os dois cenários sem restrições de transmissão totalizando 14 cenários.

Serão apresentados e analisados os resultados do número de partidas e *ramps* das usinas, a intensidade dos *ramps*, o vertimento de energia, o perfil de geração horário

para um dia típico, a média de geração mensal, o custo de geração, as emissões e a ocorrência de déficits de atendimento da carga.

Os cenários de afluência média receberão maior destaque na sequência, sendo abordados de forma completa com todos os resultados necessários à análise. Enquanto que para os cenários de sensibilidade da disponibilidade do recurso hídrico serão destacados as principais diferenças em relação aos cenários médios.

As tabelas que seguem (Tabela 43 a Tabela 47) indicam os principais itens dos cenários em análise. Observa-se que

Tabela 43: Resultados da modelagem – cenários 50_M.

Cenários	Demanda anual média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Emissão (t/CO ²)	Vert. Eólico Total (GWh/ano)	Vol. Final Res.	Tempo de sobrecarga da LT (%)	Custo Médio da Geração (USD\$/MWh)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
LB_50_M_R1	200	7,3	2,9E+07	7	55%	5	16,1	3.361	105
PE_50_M_R1	90	4,1	3,3E+06	42.659	54%	6	3,6	2.949	574
LB_50_M_R2	195	7,0	2,9E+07	7	54%	5	15,9	3.697	104
PE_50_M_R2	89	3,6	8,4E+06	45.195	55%	6	4,7	3.287	683

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 44: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_50_M_R1.

LB_50_M_R1						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	35	15.796	0	0	8.392	0,53
EÓLICA	8	2.187	0	0	626	0,29
CARVÃO	12	6.795	76	54,2	3.171	0,47
GÁS CA	1	7	55	79.0	6	0,86
BIOMASSA	20	4.854	6	4,8	4.433	0,91
Soma/Média	76	29.639	16	27,6	3.326	0,56

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 45: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_50_M_R1.

PE_50_M_R1						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.796	0	0	7.580	0,51
EÓLICA	9	46.119	0	0	7.627	0,17
CARVÃO	8	1.795	132	54,2	301	0,17
GÁS CA	4	431	118	79.0	82	0,19
BIOMASSA	19	2.992	6	4,8	2.675	0,89
Soma/Média	68	66.133	4	27,6	3.653	0,28

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 46: Resultados por fonte de geração – Cenário LB_50_M_R2.

LB_50_M_R2						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	35	15.796	0	0	8.608	0,54
EÓLICA	8	2.187	0	0	616	0,28
CARVÃO	12	6.795	76	54,2	3.171	0,47
GÁS CA	1	7	57	79.0	6	0,79
BIOMASSA	20	4.854	6	4,8	4.433	0,91
Soma/Média	76	29.639	16	27,6	3.367	0,57

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 47: Resultados por fonte de geração – Cenário PE_50_M_R2.

PE_50_M_R2						
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	SRMC (USD\$/MWh)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade Médio Anual
UHE	28	14.796	0	0	7.678	0,52
EÓLICA	9	46.119	0	0	7.335	0,16
CARVÃO	8	1.795	73	54,2	740	0,41
GÁS CA	4	431	79	79.0	264	0,61
BIOMASSA	19	2.992	5	4,8	2.030	0,68
Soma/Média	68	66.133	5	27,6	3.609	0,27

Fonte: Elaboração Própria

Nas tabelas acima, pode-se notar que a geração média anual total é superior para os casos de maior penetração eólica. De fato estes cenários apresentam um maior

atendimento da demanda, com déficit de mais da metade do ocorrido nos cenários de linha de base. Os perfis de geração apresentam alguma diferença, salvo entre os cenários de linha de base que se aproximam bastante.

Como esperado os cenários de penetração eólica tem uma maior dependência dessa fonte, com ela correspondendo a pouco mais de 40% da energia gerada. Nos cenários de linha de base essa participação é bem mais modesta, em torno de 3,5%. Nesse caso, devido à opção do modelo de expansão, a geração termoelétrica, por carvão, biomassa e a geração hídrica são as responsáveis por suprir o aumento da demanda.

O aumento da geração eólica, contudo, não acompanha o aumento da capacidade instalada, que de 2030 a 2050 aumenta em 277%, enquanto a geração aumenta em 156%. Tal fator pode ser observado também pela redução do fator de capacidade e pelo aumento do vertimento eólico.

Além disso, os cenários eólicos apresentam menor custo, menor emissão e maior exportação para o sudeste. Tanto estes itens, como também a intensidade e o número de rampas, o tempo em geração mínima e as diferenças entre as reservas 1 e 2 serão abordados e comentados mais a frente neste estudo.

Outro aspecto interessante a ser observado é mudança do perfil de geração dentro de um mesmo ano. As figuras que seguem mostram como a geração para um dia típico de verão e inverno sofrem alterações. Estas diferenças decorrem devido à disponibilidade do recurso natural, água e vento e ao fato de a demanda ser superior no verão.

No verão, período de maior demanda, a geração hídrica e por carvão são bem superiores ao que ocorre no inverno, para o cenário de linha de base. Os cenários de penetração eólica apresentam a mesma tendência de maior geração carbonífera e hídrica nos três primeiros meses do ano.

O perfil de geração para um dia típico de verão e inverno para cada um dos cenários médios seguem nas figuras que seguem (Figura 77 a Figura 80).

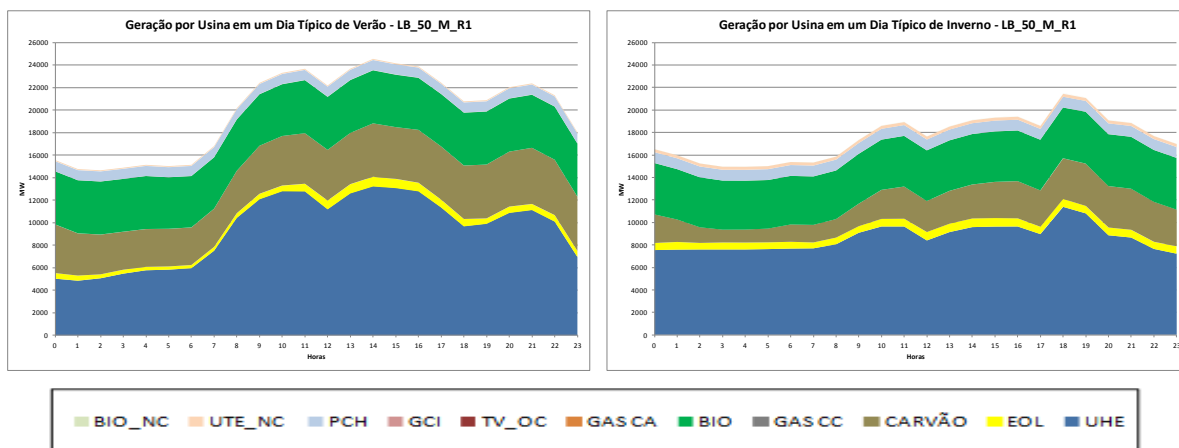


Figura 77: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_50_M_R1.

Fonte: Elaboração Própria

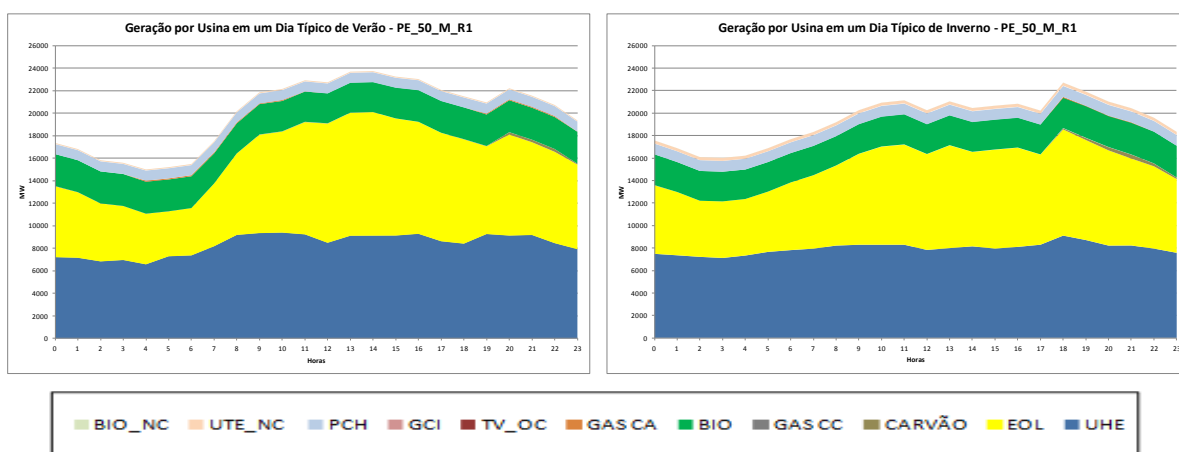


Figura 78: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_50_M_R1.

Fonte: Elaboração Própria

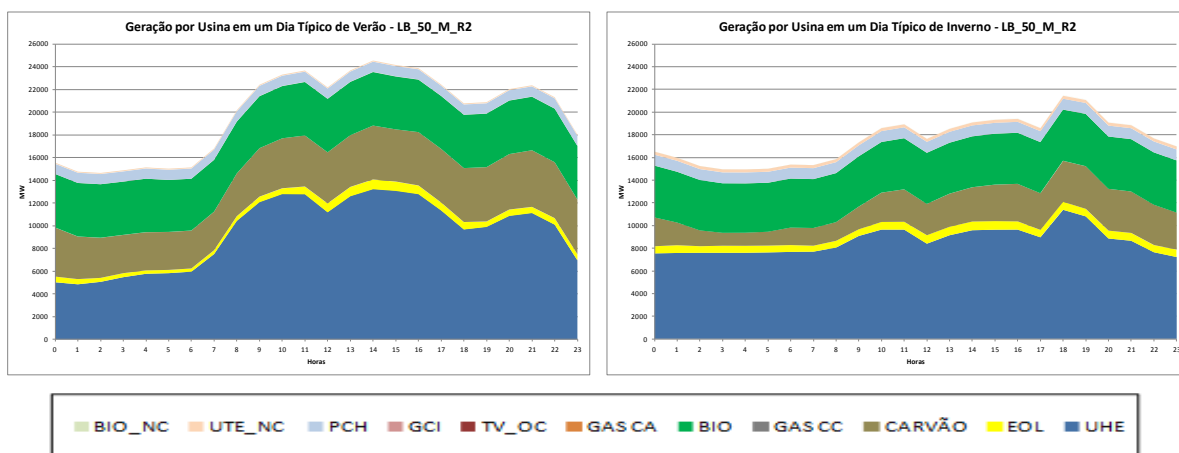


Figura 79: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário LB_50_M_R2.

Fonte: Elaboração Própria

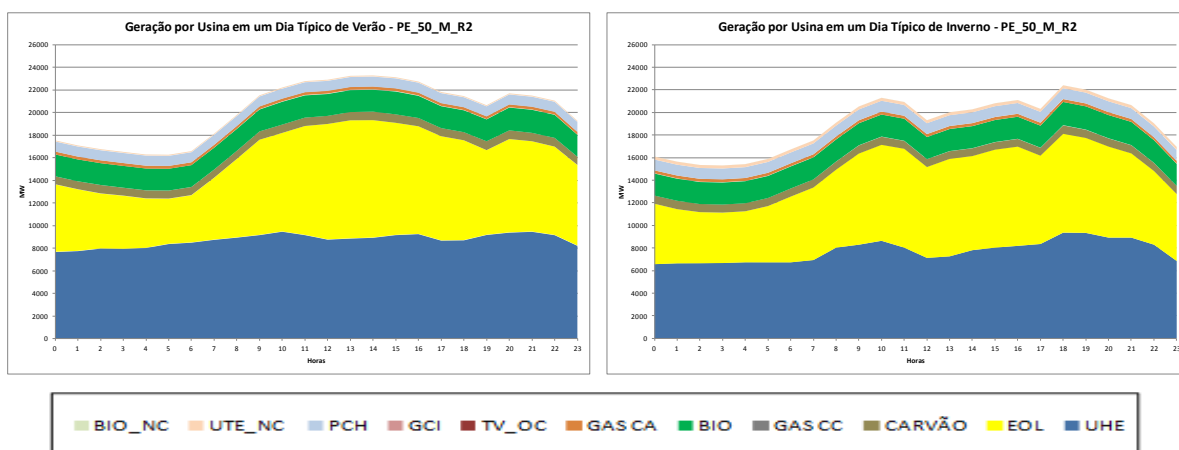


Figura 80: Perfil de geração para um dia típico de verão (esquerda) e inverno (direita) – Cenário PE_50_M_R2.

Fonte: Elaboração Própria

Assim como ocorreu em 203, os perfis apresentados anteriormente divergem da expectativa inicial. Esperava-se que a geração hidráulica e eólica acompanhasse a disponibilidade do recurso, que para ambos é mais abundante no segundo semestre. Entretanto o modelo opta por fazer uso dos reservatórios de forma mais intensa durante o verão, de forma a atender a demanda e escolhe por verter energia eólica no período do inverno, época em que ocorrem as maiores velocidade de vento. Tais fatores explicam a diferença entre a geração e a presença dos recursos naturais e podem ser observados nas Tabela 48 e Tabela 49 e no Anexo V que apresenta os perfis de geração anual para os cenários de afluência média em 2050

Tabela 48: Volume percentual dos reservatórios na região sul ao final de cada mês – Cenários 50_M.

Volume Percentual Res.				
Mês	LB_50_M_R1	PE_50_M_R1	LB_50_M_R2	PE_50_M_R2
JAN	50	49	49	49
FEV	49	49	48	50
MAR	46	45	46	46
ABR	42	42	42	42
MAI	42	43	42	43
JUN	42	44	42	42
JUL	43	44	43	43
AGO	46	46	46	46
SET	47	48	47	48
OUT	53	54	52	52
NOV	56	55	55	55
DEZ	55	54	54	55

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 49: Vertimento mensal da geração eólica – Cenários PE_50_M.

Vertimento Médio Mensal (MW)		
Mês	PE_50_M_R1	PE_50_M_R2
JAN	454	485
FEV	433	485
MAR	357	379
ABR	350	409
MAI	340	381
JUN	382	431
JUL	498	517
AGO	891	915
SET	733	770
OUT	722	767
NOV	761	777
DEZ	563	558

Fonte: Elaboração Própria

Há diversos aspectos interessantes que podem ser observados através dos pontos destacados. Primeiramente, nota-se o fato de que nenhum dos cenários conseguiu atender a demanda de forma satisfatória, conforme ocorreu no cenário de validação. Sendo, diferentemente do ocorrido para 2030, em 2050 o déficit é superior para os cenários de linha de base.

Este fato pode ser explicado pelo fato de que a capacidade eólica definida pelo modelo de expansão foi ajustada de acordo com o fator de capacidade utilizado no modelo de despacho, conforme explicado no capítulo 5. Isto faz com que grande parte da energia para os cenários de penetração eólica em 2050 seja realmente gerada. O que pode não estar ocorrendo para as outras usinas, devido, por exemplo, a uma superestimativa do fator de capacidade das outras fontes de geração

Ainda quanto à carga, na maior parte do tempo ela é atendida, para todos os casos a mediana de demanda não atendida é zero. Contudo há períodos de fortes déficits de energia, da mesma forma como ocorre no cenário de 2015, mas em uma escala mais intensa e por mais tempo (Tabela 50).

Tabela 50: Dados de déficit – Cenário 50_M.

Cenários	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit (MW)
LB_50_M_R1	689	2.482
PE_50_M_R1	388	2.032
LB_50_M_R2	671	2.546
PE_50_M_R2	340	2.295

Fonte: Elaboração Própria

Este pode ser um indicativo de que o modelo de expansão energética está subdimensionando a capacidade instalada e superestimando o fator de capacidade da geração. Uma das possíveis causas pode ser o fato de o modelo não levar em conta restrições operativas consideradas nesse estudo, como mínimo de geração estável, limites de rampa e de tempo de partida, ou o fato de ter que atender picos de potência e não apenas uma demanda total uniformemente distribuída no tempo.

Além das restrições, é importante avaliar a possibilidade de a metodologia utilizada para definir a expansão da transmissão, estar inadequada. Esta foi definida de forma simplificada sem levar em consideração os nós em que haveria a entrada de novas fontes de geração e para onde seria o provável destino dessa nova energia.

Comparando os valores dos dez nós com maior demanda não atendida e as dez linhas de transmissão com maior sobrecarga entre os cenários em estudo percebe-se uma coincidência de nós e linhas em todos os casos (Tabela 51 e Tabela 52). O que é um indicativo de que a incapacidade de transmissão deve estar afetando o atendimento da carga.

Em contrapartida, comparando com o cenário de validação percebe-se que algumas linhas (9 linhas) e nós (6 nós) repetem-se, inclusive com um percentual de congestionamento um pouco superior ao dos casos estudados. Isto pode ser um indicativo de que talvez a transmissão não seja a única explicação para o déficit.

Tabela 51: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 50_M_R1.

LB_50_M_R1				PE_50_M_R1			
Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)	Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)
22	35,2	15_32_230	73	38	16,8	39_EXP_138	81
39	27,6	39_EXP_138	72	39	16,2	7_Exp_230	64
43	26,9	17_3_230	58	43	10,4	36_38_230	57
6	21,9	15_14_230	43	22	6,3	3_7_230	54
14	19,5	33_32_230	30	24	5,2	7_8_230	42
5	14,7	7_Exp_230	22	6	4,7	1_3_230	38
16	13,5	2_3_230	16	45	4,5	15_32_230	26
38	12,2	36_38_230	14	20	4,1	42_43_230	25
45	9,9	7_8_230	12	42	3,6	36_39_230	17
27	2,5	3_7_230	11	14	3,1	19_42_230	16

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 52: Dez nós com maior déficit de atendimento e dez linhas com maior tempo de sobrecarga – Cenários 30_M_R2.

LB_50_M_R2				PE_50_M_R2			
Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)	Nós com maior Déficit Médio	Déficit Médio (MW)	Linhas com maior sobrecarga	Tempo de sobrecarga (%)
22	34,5	39_EXP_138	70	39	19,8	36_38_230	79
39	27,0	15_32_230	70	38	19,4	39_EXP_138	78
43	25,9	17_3_230	60	43	8,5	7_Exp_230	64
6	20,9	15_14_230	40	22	6,6	3_7_230	43
14	18,6	7_Exp_230	29	24	5,0	7_8_230	42
5	14,0	2_3_230	22	6	3,4	42_43_230	27
16	13,2	33_32_230	16	45	3,4	1_3_230	25
38	12,0	36_38_230	14	20	3,2	15_32_230	25
45	9,5	7_8_230	12	5	2,6	33_32_230	25
27	2,4	3_7_230	10	16	2,6	36_39_230	24

Fonte: Elaboração Própria

6.3.1 Cenários sem Restrições de Transmissão

Buscando compreender a influência da transmissão no atendimento da demanda de eletricidade foi simulado um cenário alternativo em que a capacidade de transmissão era ilimitada. Dessa forma torna-se mais fácil compreender o impacto da metodologia utilizada. O cenário adotado para esta análise foi o de maior déficit, tanto para linha de base como o de penetração eólica, no caso o LB_50_M_R1 e o PE_50_M_R1.

As principais diferenças observadas estão apresentadas nas Tabela 53 e Tabela 54. O fim das restrições de transmissão reduz a média de déficit de carga e as horas de déficit, mas os índices de atendimento continuam distantes do observado em 2015.

É ainda importante atentar-se ao fato de que a geração média das usinas não sofre grande influência do fim dos limites de transmissão. Apenas a geração eólica do cenário de penetração eólica é que tem um aumento através da redução do vertimento de energia, que ocorria em parte dos casos devido à incapacidade de transmissão. Uma análise mais detalhada será apresentada no capítulo seguinte.

Tabela 53: Comparativo dos resultados dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 50.

Cenários	Demanda média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit (MW)	Vertimento Eólico Total (GW)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
LB_50_M_R1	200	7,3	689	2.482	7	3.361	105
LB_50_M_R1_T	94	4,2	404	2.061	1	3.940	98
PE_50_M_R1	90	4,1	388	2.032	42.659	2.949	574
PE_50_M_R1_T	75	3,2	306	2.118	21.166	2.913	278

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 54: Comparativo da geração média anual por fonte de geração dos cenários com e sem restrições de transmissão – Cenários 50.

Usinas	Geração Média Anual (MW)			
	LB_M50_R1	LB_M50_R1_T	PE_M50_R1	PE_M50_R1_T
UHE	8.392	8.294	7.580	7.502
EÓLICA	626	627	7.627	10.080
CARVÃO	3.171	2.814	301	246
GÁS CA	6	6	82	63
BIOMASSA	4.433	4.397	2.675	2.648
Soma/Média	3.326	3.228	3.653	4.108

Fonte: Elaboração Própria

6.3.2 Cenários de Afluências Seca e Úmida

Os casos de sensibilidade das afluências fluviais aos reservatórios objetiva compreender qual o impacto das variações de vazão no sistema elétrico em estudo. No Brasil, e também no sul, esta análise torna-se fundamental visto a dependência da geração hidráulica.

Os principais resultados estão nas tabelas que seguem (Tabela 55 a Tabela 58) e estão de acordo com o esperado. O atendimento da carga foi mais deficitário para aflúências secas, e a energia não atendida foi menor para as aflúências acima da média, mais uma vez as aflúências secas tiveram mais influência que as vazões maiores.

A geração termoelétrica acompanhou a geração hídrica de forma inversamente proporcional, de maneira que nos cenários seco houve um aumento, com destaque para a geração por carvão e biomassa, enquanto para o cenário úmido estas duas fontes também sofreram variações, porém com redução da geração média. A geração anual média das usinas à gás natural de ciclo aberto mantiveram-se quase que inalteradas.

Outros fatores como custo de geração, emissão, volume final do reservatório e vertimento eólico também podem ser observados nas tabelas a seguir (Tabela 55 a Tabela 58).

Tabela 55: Resultados da modelagem – cenários 50_S e 50_U.

Cenários	Demanda anual média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Emissão (t/CO²)	Vert. Eólico Total (GW)	Vol. Final Res. (%)	Custo Médio da Geração (USD\$ / MWh)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
LB_50_S_R1	372	13,8	3,6E+07	0	46	16,7	3.509	192
PE_50_S_R1	95	4,1	5,0E+06	37619	55	4,7	3.115	619
LB_50_S_R2	370	13,0	3,6E+07	0	46	16,7	3.510	192
PE_50_S_R2	94	4,0	1,0E+07	37130	55	5,9	3.426	680
LB_50_U_R1	126	5,5	2,1E+07	10	57	12,9	3.272	85
PE_50_U_R1	49	2,2	2,0E+06	45129	58	2,8	2.819	536
LB_50_U_R2	119	5,4	2,0E+07	10	57	0,0	3.143	80
PE_50_U_R2	44	2,1	2,5E+06	49552	58	3,5	2.914	597

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 56: Dados de déficit – cenários 50_S e 50_U.

Cenários	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit
LB_50_S_R1	1.269	2.537
PE_50_S_R1	398	2.074
LB_50_S_R2	1.214	2.670
PE_50_S_R2	400	2.059
LB_50_U_R1	510	2.125
PE_50_U_R1	207	2.072
LB_50_U_R2	498	2.093
PE_50_U_R2	201	1.918

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 57: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 50_S.

Usina	Geração Média Anual (MW)			
	LB_50_S_R1	PE_50_S_R1	LB_50_S_R2	PE_50_S_R2
UHE	6.978	5.950	7.173	6.486
CARVÃO	3.954	461	3.960	627
BIOMASSA	4.570	2.760	4.568	2.456
EÓLICA	627	8.200	626	8.230

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 58: Geração média anual das principais fontes de geração – cenários 50_U.

Usina	Geração Média Anual (MW)			
	LB_50_U_R1	PE_50_U_R1	LB_50_U_R2	PE_50_U_R2
UHE	9.561	8.223	9.771	9.621
CARVÃO	2.290	183	2.292	231
BIOMASSA	4.290	2.599	4.285	2.183
EÓLICA	626	7.344	626	7.298

Fonte: Elaboração Própria

7. ANÁLISE DOS IMPACTOS DA PENETRAÇÃO EÓLICA

O capítulo anterior apresentou os resultados principais dos cenários estudados neste trabalho. Foram destacados aspectos importantes e as principais diferenças de cada um dos cenários, abordando-os de forma geral, considerando todo o sistema.

A seguir o foco passará aos possíveis impactos da geração eólica e também à análise da interação entre os modelos de expansão e de operação. Estes serão analisados baseados no comparativo dos resultados obtido na modelagem entre os cenários de linha de base e de penetração eólica para os casos de afluência média, pois conforme citado no capítulo anterior as diferenças dos entre os casos médio, secos e úmidos foi relativa ao atendimento da demanda, alterando pouco outros fatores. Por exemplo, as mudanças nos valores de rampa, partida e horas em mínimo de geração estável aumentam nos cenários secos e reduzem para os cenários úmidos.

Estes impactos estão dividido em categorias, conforme feito no capítulo 4, e apesar de os impactos se relacionarem este estudo busca separá-los de forma a facilitar a compreensão de cada um deles.

Além dos impactos, ao final do capítulo se discutirá a integração dos modelos de expansão energética e de despacho.

7.1 Efeito de balanceamento

O efeito de balanceamento é provocado pela maior variabilidade a qual o sistema elétrico fica exposto quando a geração eólica ganha maior importância na rede. Com isso há a expectativa que operações de ciclagem se tornem mais frequente, de forma a absorver a variabilidade eólica.

As tabelas que seguem (Tabela 59 a Tabela 62) mostram os resultados de rampa⁶¹, número de partidas e tempo atuando em mínimo de geração estável (MSL – Minimum Stable Level) para as usinas dos cenários estudados nos anos de 2030.

É possível observar, que tanto nos cenários de linha de base quanto de penetração eólica, os valores máximos de rampa, positivos e negativos, se equivalem. O número de rampas, indicado pelo tempo em que as usinas fazem rampa, também não apresenta fortes diferenças.

⁶¹ Foi considerado como rampa uma variação de pelo menos 30% da máxima capacidade de geração de cada usina (NREL, 2013b).

As rampas do cenário eólico são um pouco superiores para os casos de reserva tipo 1, mas em contrapartida são inferiores para os casos de reserva R2. No comparativo das reservas tipo 1, os valores rampa negativa são um pouco mais intensos para o cenário de penetração eólica, assim como o tempo em rampa para a penetração eólica também é um pouco superior. O oposto ocorre para os cenários de reserva tipo 2, no qual os valores de rampa negativa e tempo em rampa são mais intensos para o cenário de linha de base.

O número de partidas por usinas apresenta o mesmo comportamento citado acima. Para os cenários de reserva tipo 1, os casos de penetração eólica fazem mais operações de liga/desliga. Enquanto para os casos de reserva tipo 2, mais uma vez o contrário é observado.

O percentual de tempo em geração mínima estável é inferior em todos os cenários de penetração eólica, em comparação aos cenários de linha de base. Esse comportamento pode ser explicado por dois fatores. Para os cenários de reserva 1, nos casos de linha de base, as termoeletricas são responsáveis por fornecer uma parcela maior de energia do sistema, de maneira que para combinar demanda e oferta elas tenham que ficar mais tempo em MSL. O que é corroborado pela observação do tempo que cada usina fica sem gerar, sendo os valores inferiores para os casos de linha de base.

Nos cenários de tipo 2, as termoeletricas são as responsáveis por prover a reserva secundária do sistema, pela regulação. Com isso, as termoeletricas necessitam estar aptas a realizarem operações de rampa positiva e negativa, fazendo com que elas fiquem ligadas a maior parte do tempo acima do MSL. Como a necessidade de reserva é maior para os cenários de linha de base, a exigência por parte das termoeletricas também é superior.

Analisando a média das rampas, é que o efeito de balanceamento pode ser observado de forma mais clara: em todos os cenários de penetração eólica as rampas são superiores às realizadas nos cenários de linha de base. Pode-se observar também que a maior parte da variação passa a ser absorvida pelas usinas hidráulicas e por gás, que realmente são mais aptas a realizarem essas atividades.

Tabela 59: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_30_M_R1.B_30_M_R1.

LB_30_M_R1														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ / MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Max Ramp Up (MW)	Max Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Tempo sem Gerar (%)	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.847	0	2,9	3,0	7.485	-6.641	653	-760	86	4	0	8.686	0,59
WIND	7	2.045	0	36,9	37,3	1.258	-1.410	175	-175	-	-	-	600	0,29
COAL	12	6.795	79	2,8	2,9	2.122	-1.970	190	-258	200	16	2	2.603	0,38
GAS CC	3	1.372	64	4,4	4,4	1.299	-1.269	186	-163	194	15	1	776	0,57
GAS CA	1	3	80	3,1	3,1	3	-3	2	-3	310	0	26	2	0,67
BIO	5	564	6	0,3	0,3	254	-279	4	-93	16	12	0	463	0,82
TV_OC	1	68	126	5,1	5,2	68	-68	17	-19	1311	0	46	25	0,37
<i>Soma/ Média</i>	57	25.694	20	3,1	3,1	1.784	-1.663	175	-210	353	8	12	1.879	0,51

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 60: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_30_M_R1.

PE_30_M_R1														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ / MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Max Ramp Up (MW)	Max Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar (%)	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.847	0	3,3	3,5	7.331	-8.324	760	-850	403	4	0	8.496	0,57
WIND	9	12.480	0	36,3	36,5	5.959	-6.051	716	-717	-	-	-	2.978	0,24
COAL	8	1.765	78	2,5	2,4	756	-1.112	101	-168	249	9	0	821	0,47
GAS CC	3	1.372	65	5,0	5,0	1.373	-1.279	211	-201	272	13	8	750	0,55
GAS CA	1	95	81	4,9	4,9	95	-95	83	-83	403	0	32	64	0,67
BIO	2	72	5	0,2	0,2	68	-68	10	-30	23	0	0	70	0,97
TV_OC	1	68	127	5,3	5,4	68	-68	21	-22	1.076	1	51	24	0,35
<i>Soma/ Média</i>	52	30.699	9	3,5	3,6	2.236	-2.428	272	-296	488	5	15	1.886	0,43

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 61: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_30_M_R2.

LB_30_M_R2														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ / MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Max Ramp Up (MW)	Max Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar (%)	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.847	0	2,8	2,9	7.036	-9.448	641	-743	84	4	0	8.670	0,58
WIND	7	2.045	0	36,9	37,2	1.258	-1.410	175	-175	-	-	-	600	0,29
COAL	12	6.795	78	2,9	3,0	2.672	-2.048	170	-241	177	16	1	2.670	0,39
GAS CC	3	1.372	64	4,2	4,3	1.299	-1.272	156	-140	200	17	1	763	0,56
GAS CA	1	3	80	3,1	3,0	3	-3	2	-2	332	0	26	2	0,67
BIO	5	564	6	0,3	0,3	268	-280	4	-67	12	13	0	460	0,82
TV_OC	1	68	130	7,7	6,5	68	-68	39	-46	436	0	46	23	0,34
<i>Soma/ Média</i>	<i>57</i>	<i>25.694</i>	<i>20</i>	<i>3,5</i>	<i>3,4</i>	<i>1.801</i>	<i>-2.075</i>	<i>170</i>	<i>-202</i>	<i>207</i>	<i>8</i>	<i>12</i>	<i>1.884</i>	<i>0,51</i>

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 62: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_30_M_R2.

PE_30_M_R2														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ / MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Max Ramp Up (MW)	Max Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar (%)	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.847	0	3,1	3,2	7.182	-7.321	678	-876	98	0	0	8.514	0,57
WIND	9	12.480	0	36,4	36,6	5.959	-6.051	716	-717	-	-	-	2.978	0,24
COAL	8	1.765	69	2,5	2,3	670	-836	98	-158	120	7	0	889	0,50
GAS CC	3	1.372	62	3,3	3,2	656	-640	230	-229	8	0	0	955	0,70
GAS CA	1	95	79	3,4	3,4	95	-95	37	-37	10	0	2	63	0,66
BIO	2	72	5	2,2	2,2	68	-68	20	-23	14	0	0	51	0,71
TV_OC	1	68	116	4,0	4,0	68	-68	25	-25	70	1	46	45	0,66
<i>Soma/ Média</i>	<i>52</i>	<i>30.699</i>	<i>10</i>	<i>3,1</i>	<i>3,1</i>	<i>2.100</i>	<i>-2.154</i>	<i>258</i>	<i>-295</i>	<i>54</i>	<i>1</i>	<i>9</i>	<i>1.928</i>	<i>0,44</i>

Fonte: Elaboração Própria

Em 2050, a geração eólica responde por mais de 40% da geração do subsistema sul, superior ao dobro do observado em 2030. Apesar disso, o efeito de balanceamento continua sendo modesto ao se analisar o tempo das usinas em rampa e os picos de rampa negativa e positiva e os tempos da geração em MSL. De fato, ao comparar os cenários de linha de base e de penetração eólica, o tempo em rampa é um pouco inferior para os cenários eólicos.

O número de partidas é superior nos casos eólico somente para os cenários de reserva tipo 1. Conforme explicado anteriormente, as reservas de tipo 2 e o fato de a quantidade de reserva ser muito superior para a os casos de incidência eólica, faz com que a geração termoeletrica esteja sempre *online* para prover reserva secundária.

Mais uma vez o efeito de balanceamento pode ser observado ao se analisar as rampas médias, tanto positiva, quanto negativa. Em 2050 essa situação torna-se ainda mais evidente. Nos casos de grande capacidade instalada eólica, apesar de o número de rampas não aumentar, estas passam a ser mais intensas e rampas maiores passam a ocorrer com maior frequência.

Os parâmetros para a análise do efeito de balanceamento dos cenários de 2050 seguem nas Tabela 63 a Tabela 66.

Tabela 63: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_50_M_R1.

LB_50_M_R1														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ /MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Máx Ramp Up (MW)	Máx Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	35	15.796	0	5,7	5,9	7.890	-8.685	728	-995	90	5	0	8.392	0,53
WIND	8	2.187	0	37,1	37,6	1.253	-1.375	177	-177	-	-	-	626	0,29
COAL	12	6.795	76	3,9	3,9	3.430	-2.784	261	-369	226	15	0	3.171	0,47
GAS CA	1	7	55	1,7	1,7	7	-7	7	-7	152	0	10	6	0,86
BIO	20	4.854	6	0,3	0,3	1.534	-1.045	24	-180	18	5	0	4.433	0,91
<i>Soma/ Média</i>	76	29.639	16	2,9	3,0	2.823	-2.779	239	-345	122	6	3	3.326	0,56

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 64: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_50_M_R1.

PE_50_M_R1														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$ /MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Máx Ramp Up (MW)	Máx Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.796	0	3,7	3,6	8.922	-10.971	632	-933	69	3	0	7.580	0,51
WIND	9	46.119	0	37,4	37,2	11.480	-12.445	1.462	-1455	-	-	-	7.627	0,17
COAL	8	1.795	132	3,7	3,3	958	-1.583	121	-160	407	10	21	301	0,17
GAS CA	4	431	118	4,4	4,5	377	-431	86	-139	489	10	57	82	0,19
BIO	19	2.992	6	0,4	0,4	1.017	-625	96	-91	30	1	0	2.675	0,89
<i>Soma/ Média</i>	68	66.133	4	3,1	2,9	4.551	-5.211	480	-556	249	6	19	3.653	0,28

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 65: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário LB_50_M_R2.

LB_50_M_R2														
Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Máx Ramp Up (MW)	Máx Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	35	15.796	0	5,5	5,4	9.932	-9.026	652	-929	79	5	0	8.608	0,54
WIND	8	2.187	0	37,1	37,6	1.253	-1.378	148	-152	-	-	-	616	0,28
COAL	12	6.795	76	4,0	4,0	3.430	-2.784	237	-343	240	15	0	3.171	0,47
GAS CA	1	7	57	1,8	1,8	7	-7	15	-16	51	0	10	6	0,79
BIO	20	4.854	6	0,8	0,8	1.534	-1.045	24	-180	18	5	0	4.433	0,91
<i>Soma/ Média</i>	76	29.639	16	3,0	3,0	3.231	-2.848	215	-324	97	6	3	3.367	0,57

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 66: Indicadores efeito de balanceamento por usina – Cenário PE_50_M_R2.

Usina	Número de Usinas	Cap. Inst. (MW)	Custo Médio (USD\$/MWh)	Tempo em Ramp Up (%)	Tempo em Ramp Down (%)	Máx Ramp Up (MW)	Máx Ramp Down (MW)	Média do Ramp Up (MW)	Média do Ramp Down (MW)	Número de Partidas Médio por Usina	Tempo em MSL (%)	Horas sem Gerar (%)	Geração Média Anual (MW)	FC Médio Anual
UHE	28	14.796	0	2,9	2,9	10.914	-10.598	586	-893	89	5	0	7.678	0,52
WIND	9	46.119	0	37,5	37,3	11.600	-14.295	1.395	-1.409	-	-	-	7.335	0,16
COAL	8	1.795	73	2,1	1,9	689	-839	83	-146	133	8	0	740	0,41
GAS CA	4	431	79	2,6	2,6	221	-239	110	-144	9	0	0	264	0,61
BIO	19	2.992	5	2,9	2,9	1.185	-1.118	407	-416	15	0	0	2.030	0,68
<i>Soma/ Média</i>	68	66.133	5	2,6	2,6	4.922	-5.418	516	-601	62	3	0	3.609	0,27

Fonte: Elaboração Própria

Buscando ainda compreender o efeito de balanceamento, analisou-se o comportamento do sistema nas horas de maior rampa eólica, tanto positiva, quanto negativa, para os cenários de penetração eólica e linha de base. Dessa forma, é possível compreender como o sistema absorve a variabilidade eólica.

As tabelas que seguem (Tabela 67 a Tabela 70) indicam a geração e a variação em relação à hora anterior para os momentos de maior rampa eólica positiva e negativa.

Em todos os cenários a energia hidráulica se mostra a principal responsável pela absorção da variabilidade eólica. Nos cenários de linha de base ela divide essa tarefa com a geração por carvão e o intercâmbio de energia, enquanto nos cenários de penetração eólica, apenas a integração com outros sistemas que auxilia a manutenção do balanceamento oferta/demanda, com o carvão atuando de forma marginal.

O resultado descrito acima traz à tona duas questões: a primeira está relacionada à modelagem do estudo, que utilizou o intervalo temporal de uma hora. Com esse intervalo a diferença de rampa e partida entre as diferentes tecnologias de geração tornam-se imperceptíveis, como pode ser observado na Tabela 14. Estando *online* qualquer uma das usinas é capaz de atingir máxima carga, ou reduzi-la por completo em uma hora. Com isso a escolha do modelo é feita baseada em o quanto de potência cada tecnologia tem disponível para rampa e no custo.

O outro ponto é a dependência da integração do sul com o subsistema sudeste e a UHE Itaipu para garantir o atendimento da demanda nos momentos de grande variabilidade. Com essa dependência sendo observada de forma mais clara nos cenários de penetração eólica. Como por exemplo, na única situação em que ocorreu déficit, dentre as analisadas, foi quando a geração eólica teve uma queda de 6000MW, enquanto energia era exportada, o aumento da geração da hídrica e termoeletrica e a redução da exportação não foi capaz de evitar o déficit, pois havia necessidade de que energia fosse importada.

Tabela 67: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_30_M_R1.

LB_30_M_R1	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CC	CA	BIO	OC	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	15.737	0	5.218	1.537	2.976	342	0	424	0	3.958	1.282
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.920	0	0	1.258	-1.647	-417	-3	0	0	-1.110	0
Carga (h_t)	13.780	0	4.461	192	3.219	354	3	292	0	4.094	1.166
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.245	0	19	-1.410	-115	-10	0	8	0	264	0
Carga (h_t)	18.064	0	10.455	1.481	1.814	1.373	3	564	68	1.031	1.275
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.528	0	-4.003	1.073	487	0	0	0	0	917	1
Carga (h_t)	17.682	0	6.827	232	1.787	1.373	3	433	68	5.714	1.245
Rampa (h_t-h_{t-1})	-702	0	-1.589	-1.370	16	0	0	0	0	2.241	0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 68: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_30_M_R1.

PE_30_M_R1	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CC	CA	BIO	OC	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	20.355	0	6.767	8.524	1.230	1.373	95	72	60	712	-1.522
Rampa (h_t-h_{t-1})	806	0	-3.444	5.959	118	0	0	0	-8	-1.818	1
Carga (h_t)	17.697	0	10.862	1.742	1.171	1.373	95	72	68	1.207	-1.107
Rampa (h_t-h_{t-1})	-955	0	4.141	-6.051	69	0	0	0	0	829	-58
Carga (h_t)	20.180	0	10.461	9.279	1.177	1.373	95	72	68	-3.479	-1.135
Rampa (h_t-h_{t-1})	1.250	0	-786	5.192	-124	0	0	0	0	-3.034	-3
Carga (h_t)	17.154	0	8.931	706	1.563	1.373	95	72	68	3.101	-1.244
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.118	0	2.324	-6.020	0	0	0	0	23	2.503	-53

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 69: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_30_M_R2.

LB_30_M_R2	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CC	CA	BIO	OC	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	15.737	0	5.218	1.537	2.976	342	3	564	0	39.58	1.139
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.920	0	0	1.258	-1.647	-417	0	0	-50	-1.110	47
Carga (h_t)	13.780	0	4.531	192	3.219	354	3	564	0	4.024	894
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.245	0	19	-1.410	-115	-10	0	0	0	264	8
Carga (h_t)	18.064	0	10.348	1.481	2.025	1.306	3	424	68	1.017	1.391
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.528	0	-3.880	1.073	454	-66	0	0	0	917	25
Carga (h_t)	17.682	0	6.429	232	2.198	1.373	3	564	68	5.700	1.114
Rampa (h_t-h_{t-1})	-702	0	-1.593	-1.370	19	0	0	0	0	2.241	0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 70: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_30_M_R2.

PE_30_M_R2	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CC	CA	BIO	OC	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	20.355	0	9.308	8.524	601	892	58	48	44	-640	1.519
Rampa (h_t-h_{t-1})	806	0	-3.336	5.959	0	0	0	0	0	-1.818	1
Carga (h_t)	17.697	0	10.693	1.742	1.198	1.373	95	68	68	1.350	1.110
Rampa (h_t-h_{t-1})	-955	0	3.247	-6.051	393	480	38	24	24	890	0
Carga (h_t)	20.180	0	7.820	9.279	1.257	1.373	95	72	68	-913	1.129
Rampa (h_t-h_{t-1})	1.250	0	-908	5.192	0	0	0	0	0	-3.034	0
Carga (h_t)	17.154	906	13.759	706	1.775	1.373	95	72	68	-2.855	2.160
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.118	906	6.361	-6.020	575	480	38	0	24	-3.602	1.027

Fonte: Elaboração Própria

Em 2050 as rampas eólicas dos cenários de penetração eólica traduzem-se em um grande desafio para o sistema. Se em 2030 as rampas atingem seus maiores valores em torno de 6 GW, em 2050 os maiores deltas ficam entre 11 GW e 12 GW.

Os cenários de linha de base, quando comparados com os de 2030, apresentam poucas mudanças. A maior parte da variação continua sendo preenchida pela geração hidrelétrica, à carvão e pelo intercâmbio.

Contudo os cenários de penetração eólica para 2050 mostram a importância dessa fonte para o sistema nesse caso. Em três das quatro situações analisadas de rampas positivas, o aumento da geração eólica evita déficit de energia. Outro ponto que chama a atenção é a necessidade de todas as usinas do sistema, e também o intercâmbio de energia terem que variar parte considerável de suas energias para balancear a geração eólica.

Além disso, em uma das situações de redução da geração eólica ocorre déficit, que apesar de inferior ao ocorrido em 2030 mais uma vez demonstra a dependência do intercâmbio.

Os valores comentados podem ser observados nas tabelas que seguem (Tabela 71 a Tabela 74).

Tabela 71: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_50_M_R1.

LB_50_M_R1	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CA	BIO	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	19.378	0	3.031	1.543	3.604	7	4.733	4.409	2.050
Rampa (h_t-h_{t-1})	-2.362	0	675	1.253	-1.212	0	8	-3.085	-1
Carga (h_t)	21.772	0	3.068	246	5.481	7	4.734	6.292	1.945
Rampa (h_t-h_{t-1})	-865	0	-1.796	-1.375	61	0	0	2.245	0
Carga (h_t)	22.241	0	11.928	1.582	1.346	7	4.568	833	1.978
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.882	-422	-3.475	1.129	461	0	0	424	-421
Carga (h_t)	16.967	0	5.317	310	3.023	0	4.467	2.017	1.833
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.534	0	0	-1.296	-225	0	8	-20	0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 72: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_50_M_R1.

PE_50_M_R1	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CA	BIO	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	24.491	0	7.513	15.154	816	0	2.826	-3.023	1.204
Rampa (h_t-h_{t-1})	1.022	-2.932	-5.325	11.480	-19	-431	0	-1.751	-2.932
Carga (h_t)	21.121	0	11.474	2.445	874	154	2.876	2.164	1.133
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.376	0	7.979	-12.445	395	154	50	2.508	-17
Carga (h_t)	27.383	0	5.305	23.553	425	0	2.826	-5.926	1.201
Rampa (h_t-h_{t-1})	-3	-314	-9.297	10.572	-180	-319	0	-373	-406
Carga (h_t)	21.652	394	12.878	4.041	1262	154	2.992	-1.262	1.587
Rampa (h_t-h_{t-1})	-790	394	8.922	-12.153	355	154	0	1.480	452

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 73: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário LB_50_M_R2.

LB_50_M_R2	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CA	BIO	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	19.378	0	3.128	1.543	3.553	0	4.732	4.500	1.921
Rampa (h_t-h_{t-1})	-2.362	0	675	1.253	-1196	-23	8	-3.125	47
Carga (h_t)	21.772	0	3.166	246	5.404	23	4.734	6.292	1.908
Rampa (h_t-h_{t-1})	-865	0	-1.854	-1.375	60	1	0	2.245	58
Carga (h_t)	22.241	0	12.310	1.582	1.327	7	4.568	833	1.615
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.882	-272	-3.701	1.129	461	0	0	424	-195
Carga (h_t)	16.967	0	5.317	310	2.981	0	4.468	2.017	1.874
Rampa (h_t-h_{t-1})	-1.534	0	0	-1.296	-225	0	8	-20	0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 74: Carga e rampa da demanda e da geração para os momentos de maiores rampas eólicas – cenário PE_50_M_R2.

PE_50_M_R2	Demanda	Déficit	UHE	EOL	CARVÃO	CA	BIO	I-E	Demanda - G.
Carga (h_t)	24.493	0	4.710	21.237	888	192	2.046	-5.732	1.153
Rampa (h_t-h_{t-1})	1.342	0	-6.183	11.600	-20	0	-440	-3.556	-58
Carga (h_t)	21.652	0	13.079	4.041	1.201	431	2.894	-1.193	1.198
Rampa (h_t-h_{t-1})	-790	0	10.534	-14.295	412	172	952	1.436	0
Carga (h_t)	24.491	0	8.613	15.154	643	259	2.050	-3.409	1.181
Rampa (h_t-h_{t-1})	1.022	-3.100	-5.313	11.480	-272	-172	-1010	-591	-3.100
Carga (h_t)	24.063	0	11.366	11.378	888	259	2.050	-3.228	1.350
Rampa (h_t-h_{t-1})	-430	0	6.940	-11.844	0	0	0	4.474	0

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados apontam que nos cenários eólicos o sistema poderá manter o mesmo perfil de contratação de energia utilizado atualmente. Com termoeletricas de alto custo de geração e baixo custo de investimento, que vendem sua disponibilidade e são pouco acionadas. Mas, diferentemente do que ocorre atualmente, flexibilidade passará a ser um fator importante.

Por fim, a análise do balanceamento engloba ainda os custos associados às operações de ciclagem para garantir a combinação oferta e demanda. Como pode ser observado nas tabelas apresentadas acima, os custos de ciclagem mostraram-se pouco perceptíveis para 2030.

De fato o aumento do custo está mais fortemente relacionado com o aumento do número de partidas. Com isso, no cenário PE_30_M_R2, em que as termoeletricas estão acionadas por todo o tempo, o custo destas fontes é reduzido, contudo sua maior participação no atendimento da carga faz com que o custo de geração do sistema aumente como um todo.

Para 2050, especificamente para a comparação do cenário PE_50_M_R2 com o PE_50_M_R1, esse aumento do custo é mais facilmente observado. Isso mostra como a redução da geração termoeletrica torna o custo da geração elétrica mais barata.

Vale ressaltar que esses valores englobam estritamente os custos de operação e manutenção (incluindo custos com combustíveis), a obtenção do custo total do sistema exige a consideração do custo de investimento de cada usina.

7.2 Aumento e Tipo das Reservas

O aumento de reserva necessária aos casos de penetração eólica foi definido previamente à simulação dos cenários, conforme metodologia descrita no capítulo 5.

Manteve-se o percentual de 5% para os casos de linha de base e de 10% e 24% para o caso de penetração eólica dos anos de 2030 e 2050, respectivamente. Além disso, foi mantida a proporção original entre reserva primária, secundária e reserva de substituição.

Outro elemento do estudo foi a análise da diferença entre quais usinas deveriam prover reserva secundária e de substituição, pois todas as usinas *onlines* devem prover reserva primária. Assim o cenário R1 é aquele em que a reserva secundária é provida pelas UHE's com reservatório e as o R2 pelas usinas termoeletricas.

Os casos estudados mostraram-se deficitários para a quantidade de reserva, de forma que os cenários de penetração eólica apresentou maior déficit devido à maior necessidade. Quanto aos tipos de reserva, para os cenários de linha de base as mudanças foram pequenas entre os tipos 1 e 2, mas no cenário de penetração eólica houve diferenças consideráveis.

Nas Tabela 75 e Tabela 76 estão apresentados por quanto tempo ocorre falta de reserva e o qual a intensidade deles. Em 2030 os valores médios são inferiores a 1 MW para todos os casos. Em 2050 os déficits são superiores mas é na reserva secundária que há um grande aumento.

Tabela 75: Dados de reserva – Cenários 30_M.

Cenários	Tempo de Déficit - Reserva 2 (%)	Tempo de Déficit - Reserva 3 (%)	Déficit Horário Médio - Reserva 2 (MW)	Déficit Horário Médio - Reserva 3 (MW)
LB_30_M_R1	9	7	0,0	0,0
PE_30_M_R1	22	19	0,2	0,0
LB_30_M_R2	13	8	0,0	0,0
PE_30_M_R2	94	7	0,6	0,0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 76: Dados de reserva – Cenários 50_M

Cenários	Tempo de Déficit - Reserva 2 (%)	Tempo de Déficit - Reserva 3 (%)	Déficit Horário Médio - Reserva 2 (MW)	Déficit Horário Médio - Reserva 3 (MW)
LB_50_M_R1	16	20	72	12
PE_50_M_R1	87	12	1.097	38
LB_50_M_R2	15	20	72	12
PE_50_M_R2	100	4	2.032	13

Fonte: Elaboração Própria

É possível perceber também como a opção de prover reserva secundária por geração termoelétrica nos cenários de penetração eólica, faz com que a taxa de ocorrência de desabastecimento da reserva aumente. A menor capacidade instalada de fontes termoelétricas, somada à maior necessidade de oferta de reserva, tornam esse atendimento crítico.

A reserva do tipo R2 nos cenários eólicos fez com que o fator de capacidade das termoelétricas fosse superior ao cenário R1. O aumento do fator de capacidade gerou um pequeno aumento custo total de geração do sistema, a redução da geração hídrica (2030) e o aumento do vertimento eólico (2050).

Vale ainda dizer que tanto para 2030, como em 2050, a opção pela reserva do tipo 2 garantiu uma leve redução da carga não atendida. O que indica que liberar a energia hidráulica para que esta possa ser aproveitada ao máximo nos momentos de pico possa ser vantajoso para o subsistema elétrico do sul com alta penetração eólica.

7.3 Efeito de Ordem de Mérito

O efeito de ordem de mérito é a modificação da curva de usinas de geração que devem atender o sistema baseada em seus respectivos custos de operação. No Brasil esta situação é mais amena, pelo fato de historicamente a geração termoelétrica ter sido responsável por atender a ponta do sistema. Assim, o investimento em geração eólica não desloca a geração termoelétrica atual para regiões de menor despacho, enquanto a redução do fator de capacidade das UHE's ocorre de forma branda.

Contudo é possível observar a redução do custo de geração do sistema para os cenários de base eólica (Tabela 77). Assim como a Tabela 78 indica ainda o custo médio dos momentos em que a geração eólica tem seus maiores percentuais de atendimento à demanda em cada cenário. Nota-se que para os cenários de reserva R1 há uma grande queda no custo médio de geração, enquanto nos cenários R2 essa queda é evitada pela opção de se reduzir a geração hídrica e manter as fontes termoelétricas atuando.

De fato isso poderia indicar uma maior dificuldade em remunerar a geração de pico em mercados abertos, contudo no Brasil os preços da energia são definidos previamente em leilão. O que pode facilitar a garantia do investidor à remuneração necessária para a geração.

Tabela 77: Custo médio da geração.

Cenários	Custo Médio da Geração (USD\$/MWh)	Cenários	Custo Médio da Geração (USD\$/MWh)
LB_30_M_R1	19,9	LB_50_M_R1	16,1
PE_30_M_R1	9,2	PE_50_M_R1	3,6
LB_30_M_R2	19,9	LB_50_M_R2	15,9
PE_30_M_R2	9,7	PE_50_M_R2	4,7

Fonte: Elaboração Própria

Outro fator indicativo do efeito de ordem de mérito é a análise de situações em que a geração eólica é alta e a demanda não. Foram analisados os períodos de menor diferença entre a demanda e a geração eólica e em todos eles o modelo optou por reduzir a geração hidráulica buscando poupar água dos reservatórios.

Nos modelos de reserva tipo 1 a energia termoeletrica era mais reduzida que nos cenários R2 porque nesses casos a energia termoeletrica precisava manter uma margem para eventuais rampas negativas. Quanto à geração hídrica, em ambos os cenários ela sofria redução. Dessa forma pode-se intuir que nos casos R1, a energia hidrelétrica foi reduzida como uma medida secundária, dado a insuficiência da redução termoeletrica para se atingir a demanda (Tabela 78).

Tabela 78: Dados de custo e geração do sistema para as horas de maior participação da geração eólica no atendimento à demanda.

Cenários	UHE	EOL	CARVÃO	CC	CA	BIO	OC	I-E	Custo de Geração (USD\$/MWh)
PE_30_M_R1	3.405	5.343	156	49	0	72	0	1.216	1,3
PE_30_M_R2	5.976	9.881	1.137	892	58	48	44	-810	7,8
PE_50_M_R1	3.343	26.018	212	-	0	2.826	-	-4.978	0,8
PE_50_M_R2	4.427	23.222	888	-	259	2.050	-	-7.702	3,3

Fonte: Elaboração Própria

7.4 Efeito de Uso

O efeito de uso é a alteração no longo prazo do fator de capacidade das usinas do sistema. Conforme descrito no capítulo 4 esse efeito costuma ser mais intenso em sistemas com geração de base inflexível, reduzindo seu despacho e aumentando a geração das usinas de ponta. Esse efeito está relacionado com o valor de capacidade da geração eólica.

No Brasil, a geração de base é atendida por hidrelétricas que apresentam grande variabilidade, o que reduz o efeito de uso. As tabelas que seguem (Tabela 79 a Tabela 82) apresenta os fatores de capacidade de cada usina para os cenários analisados. Nota-se uma pequena redução do fator de capacidade hídrico dos cenários de penetração eólica em comparação aos de linha de base.

Os números indicam ainda, conforme esperado, a redução do valor de capacidade da geração eólica, de 2030 para 2050 a capacidade instalada teve que crescer quase quatro vezes para que a geração crescesse menos que três vezes.

Tabela 79: Dados de geração por usina – Cenários 30_M_R1.

LB_30_M_R1				PE_30_M_R1		
Usina	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade
UHE	14.847	8.686	0,59	14.847	8.496	0,57
WIND	2.045	600	0,29	12.480	2.978	0,24
COAL	6.795	2.603	0,38	1.765	821	0,47
GAS CC	1.372	776	0,57	1.372	750	0,55
GAS CA	3	2	0,67	95	64	0,67
BIO	564	463	0,82	72	70	0,97
TV_OC	68	25	0,37	68	24	0,35
<i>Soma/Média</i>	25.694	1.879	0,51	30.699	1.886	0,43

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 80: Dados de geração por usina – Cenários 30_M_R2.

LB_30_M_R2				PE_30_M_R2		
Usina	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade
UHE	14.847	8.670	0,58	14.847	8.514	0,57
WIND	2.045	600	0,29	12.480	2.978	0,24
COAL	6.795	2.670	0,39	1.765	889	0,50
GAS CC	1.372	763	0,56	1.372	955	0,70
GAS CA	3	2	0,67	95	63	0,66
BIO	564	460	0,82	72	51	0,71
TV_OC	68	23	0,34	68	45	0,66
<i>Soma/Média</i>	25.694	1.884	0,51	30.699	1.928	0,44

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 81: Dados de geração por usina – Cenários 50_M_R1.

LB_50_M_R1				PE_50_M_R1		
Usina	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade
UHE	15.796	8.392	0,53	14.796	7.580	0,51
WIND	2.187	626	0,29	46.119	7.627	0,17
COAL	6.795	3.171	0,47	1.795	301	0,17
GAS CA	7	6	0,86	431	82	0,19
BIO	4.854	4.433	0,91	2.992	2.675	0,89
Soma/Média	29.639	3.326	0,56	66.133	3.653	0,28

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 82: Dados de geração por usina – Cenários 50_M_R2.

LB_50_M_R2				PE_50_M_R2		
Usina	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade	Cap. Inst. (MW)	Geração Média Anual (MW)	Fator de Capacidade
UHE	15.796	8.608	0,54	14.786	7.678	0,52
WIND	2.187	616	0,28	46.119	7.335	0,16
COAL	6.795	3.171	0,47	1.795	740	0,41
GAS CA	7	6	0,79	431	264	0,61
BIO	4.854	4.433	0,91	2.992	2.030	0,68
Soma/Média	29.639	3.367	0,57	53.921	3.609	0,33

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados também apontam para outra situação interessante. Para os cenários de 2030, o fator de capacidade das termoeletricas pouco se altera, mas para 2050 ocorre a redução do FC das termoeletricas (ambos comparados ao cenário de linha de base). Isto ocorre porque em 2030 estas termoeletricas atuam mais como usinas intermediárias, mas em 2050 elas são usinas de base do sistema (no cenário de linha de base), e geram energia por quase todo o tempo, enquanto no cenário eólico elas tem a função de atender a ponta do sistema e absorver a variabilidade eólica.

Com isso em 2050, a necessidade por flexibilidade esbarra na redução do fator de capacidade das termoeletricas. Termoeletricas flexíveis são mais caras do que as termoeletricas utilizadas hoje no sistema. Como elas deverão ter um reduzido fator de capacidade, não haverá incentivo para o investimento em flexibilidade.

Uma alternativa é utilizar as termoeletricas como base, deixando as usinas hidraulicas, que tem boa flexibilidade, disponiveis para absorver a variabilidade eolica. Os cenarios de reserva R2 desse estudo mostram isso, apesar deles apresentarem um custo um pouco superior aos cenarios R1 (nos cenarios de penetração eolica). Nesses cenarios o fator de uso das termoeletricas é superior o que aumentaria a atratividade por termoeletricas com operação mais barata.

Apesar do indicativo de como o efeito de uso deve ocorrer para os casos estudados, este não pode ser plenamente analisado devido ao fato de o sistema estar quase sempre no limite do atendimento da carga. Com isso todas as usinas estão quase sempre despachando e não houve espaço para usinas de pico do sistema. Uma avaliação mais aprofundada do efeito de uso necessita de um estudo de um sistema mais robusto onde a ocorrência de déficit seja mínima.

7.5 Saturação do Sistema de Transmissão

Este estudo não focou em uma análise detalhada da expansão da linha de transmissão. Buscou-se apenas expandi-la de forma que esta não fosse um impeditivo para que a carga do sistema fosse atendida. O que ocorreu de forma satisfatória, conforme mostrado no capítulo anterior. Mesmo com os cenários sem restrição de transmissão terem reduzidos índice de não atendimento da carga, o efeito foi pequeno.

Apesar de a análise não ter se debruçado de forma mais detalhada sobre o sistema de transmissão, ainda assim foi possível observar certos aspectos em torno deste item. A Tabela 83 indica o percentual de tempo em que houve sobrecarga nas linhas de transmissão. Em 2030 pode-se supor que o efeito da penetração eolica sobre as linhas de transmissão é mínimo visto que quase não houve aumento de sobrecarga em comparação com o cenário de linha de base.

Contudo em 2050, há indícios de que este possa vir a ser um problema. Diferentemente de 2030, onde os cenários de penetração eolica e linha de base tiveram a mesma capacidade de transmissão (aumento de 49% em relação ao valor de 2015), em 2050 o cenário de linha de base teve o aumento da transmissão atrelado ao aumento da demanda (89%), e nos casos de penetração eolica a capacidade das linhas aumentou em 127%, pois foi associado ao aumento da capacidade instalada do sistema.

Assim, apesar de um maior investimento em transmissão para os cenários eolicos em 2050, isto não se traduziu em uma redução do percentual de sobrecarga, o que pode

ser um indicativo da maior necessidade de investimento em transmissão para sistema de base eólica.

Tabela 83: Dados de sobrecarga do sistema de transmissão - Cenários de afluência média.

Cenários	Percentual de ocorrência de sobrecarga de LT
LB_30_M_R1	6
PE_30_M_R1	7
LB_30_M_R2	6
PE_30_M_R2	7
LB_50_M_R1	5
PE_50_M_R1	6
LB_50_M_R2	5
PE_50_M_R2	6

Fonte: Elaboração Própria

7.6 Redução do Consumo de Combustíveis e Emissão

Sistemas elétricos de base termoeletrica dependem de combustíveis fósseis que emitem gases do efeito estufa. A crescente preocupação com mudanças climáticas tem gerado uma busca por redução de emissões de GEE's.

Sistemas elétricos com alto índice de penetração de fontes renováveis são fundamentais para que seja possível reduzir a emissão de CO², NO_x e SO², principais GEE quando trata-se da geração de energia elétrica.

Contudo, operações de ciclagem costumam emitir mais gases porque ou exigem o uso de mais combustível, ou fazem com que as termoeletricas atuem fora de seu ponto ótimo de operação, reduzindo sua eficiência.

Essa redução da emissão é um reflexo da redução do consumo de combustíveis, assim como a redução do preço de geração do sistema. Isto deve-se ao fato de os combustíveis fósseis (carvão, gás natural...) serem parcela importante do custo variável das usinas termoeletricas.

A Tabela 84 indica a redução das emissões, que são muito inferiores para os cenários de penetração eólica.

Tabela 84: Dados de emissões – Cenários de afluência média.

Cenários	Emissão (t/CO₂)
LB_30_M_R1	2,8E+07
PE_30_M_R1	1,2E+07
LB_30_M_R2	2,8E+07
PE_30_M_R2	1,3E+07
LB_50_M_R1	2,9E+07
PE_50_M_R1	3,3E+06
LB_50_M_R2	2,9E+07
PE_50_M_R2	8,4E+06

Fonte: Elaboração Própria

7.7 Avaliação da Interação entre o Modelo de Expansão e o Modelo de Operação

Este estudo teve como objetivo principal avaliar o impacto de uma forte penetração eólica no subsistema sul do Brasil. Buscando entender como poderia ser a disposição das outras fontes de geração do sistema para o cenário de penetração eólica e como poderia ser o mix de geração do caso de linha de base, foi utilizado um modelo de expansão energética, o MESSAGE.

Como explicado no capítulo 5 foram utilizados os resultado do modelo de expansão como dados de entrada para montagem da simulação no modelo de despacho, o Plexos. Essa metodologia possibilitou a análise e compreensão de algumas questões importantes relacionadas ao modelo de expansão energética.

Desabastecimento de energia foi observado em todos os cenários modelados, o que levantou a hipótese de que o modelo poderia estar superestimando a geração das usinas e com isso reduzindo a quantidade de potência a ser instalada. Entretanto o déficit de atendimento poderia estar ocorrendo devido à falta de capacidade de transmissão, o que indicaria uma falha na metodologia do estudo, que tinha como objetivo evitar que a transmissão fosse um empecilho para o atendimento do sistema.

Buscando equacionar esse problema simulou-se a operação sem limites de transmissão dos casos de linha de base e de penetração eólica que tiveram maior déficit de atendimento da demanda, ambos para afluências médias, para os anos de 2030 e 2050. Os resultados relativos ao atendimento da carga estão listados na Tabela 85.

Tabela 85: Dados comparativo dos casos com e sem restrições de transmissão.

Cenários	Demanda média não atendida (MWmed)	Tempo com déficit superior a 1% da carga média (%)	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit	Vertimento Eólico Total (GW)	Itaipu --> Sul (MWmed)	Exportação S-SE (MWmed)
PE_30_M_R1	174	8,1	750	2.029	2.138	3.760	445
PE_30_M_R1_T	133	6,8	648	1.779	573	3.599	420
LB_30_M_R2	107	5,9	610	1.909	2	3.730	304
LB_30_M_R2_T	39	2,7	274	1.249	0	3.715	65
LB_50_M_R1	200	7,3	689	2.482	7	3.361	105
LB_50_M_R1_T	94	4,2	404	2.061	1	3.940	98
PE_50_M_R1	90	4,1	388	2.032	42.659	2.949	574
PE_50_M_R1_T	75	3,2	306	2.118	21.166	2.913	278

Fonte: Elaboração Própria

Analisando a tabela percebe-se que a transmissão influenciou o atendimento da carga. Em todos os cenários em que as restrições de transmissão foram desconsideradas o não atendimento da carga foi reduzido. Por outro lado, apesar da mitigação do déficit, este não foi extinto, de forma que os níveis de atendimento mantiveram-se distantes do observado para o caso de validação, no qual o não atendimento da carga ocorreu por apenas 24 horas no ano.

A diminuição da carga não atendida decorre em grande parte da diminuição do vertimento da geração eólica e da redução da exportação da região sul para a região sudeste. De fato usinas que antes atingiam o limite de transmissão interna e com isso exportavam a energia restante, nestes casos não mais o fazem, garantindo que esta energia abasteça a região sul. Isto pode ser comprovado pela percepção de que a geração média das outras fontes quase não aumenta (Tabela 86).

A questão acima aponta para a análise do intercâmbio entre os sistemas. Como a demanda e a capacidade de geração da região SE/CO foi mantida igual à de 2015, pode-se considerar que esta teve sua capacidade de auxiliar a região sul reduzida. Contudo, os resultado do MESSAGE apontam para exportações médias do sul muito superiores às observadas no Plexos, da ordem de 7GW médios em 2030 e entre 10,5 GW (linha de base) e 16,5 GW (penetração eólica) em 2050.

Apesar de realmente parte do déficit provavelmente poder ser atendida pelo intercâmbio com o sudeste. A diferença nos valores de exportação de ambos os modelos é mais um indicativo da necessidade de uma melhor avaliação do modelo energético em um modelo de operação.

Tabela 86: Dados de geração média anual por fonte de geração – Cenários com e sem restrição de transmissão.

Usinas	Geração Média Anual (MW)							
	PE_30_M_R1	PE_30_M_R1_T	LB_30_M_R2	LB_30_M_R2_T	LB_50_M_R1	LB_50_M_R1_T	PE_50_M_R1	PE_50_M_R1_T
UHE	8.496	8.533	8.670	8.667	8.392	8.294	7.580	7.502
EÓLICA	2.978	3.156	600	600	626	627	7.627	10.080
CARVÃO	821	836	2.670	2.667	3.171	2.814	301	246
GÁS CC	750	684	763	639	-	-	-	-
GÁS CA	64	66	2	2	6	6	82	63
BIOMASSA	70	70	460	460	4.433	4.397	2.675	2.648
TV_OC	24	24	23	17	-	-	-	-
<i>Soma/ Média</i>	1.886	1.910	1.884	1.865	3.326	3.228	3.653	4.108

Fonte: Elaboração Própria

Além do limite de transmissão há ainda outro fator que pode ocasionar o déficit de energia. No modelo de despacho a hidrelétrica Itaipu não foi modelada conforme as outras hidrelétricas. Nelas foi considerado a vazão incremental afluente mais as vazões afluentes das usinas de montante. Como as usinas à montante de Itaipu fazem parte em sua maioria do subsistema elétrico do sudeste/centro-oeste, optou-se por definir a geração de Itaipu através da delimitação de um fator de capacidade máximo mensal.

Esta situação também ocorre para a geração do subsistema SE/CO, formada por usinas equivalentes e para os cenários de linha de base de 2050 esta mesma situação ocorre para as novas hidrelétricas definidas pelo modelo de expansão energética que totalizam 1000MW. Como não seria possível definir tamanhos de reservatórios e para evitar estudos hidrológicos mais aprofundados para os locais dessas usinas, escolheu-se utilizar o mesmo procedimento usado para a geração de Itaipu.

Contudo esta abordagem faz com que o modelo despache a usina quase que de maneira uniforme durante o ano, de acordo com o fator de capacidade mensal estipulado. Isto reduz a possibilidade de gestão da energia para o momento de pico. Dessa forma para os cenários sem restrição de transmissão foi avaliado de forma hipotética o quanto uma possível geração máxima da usina de Itaipu, em todas as horas de déficit poderia reduzir o não atendimento da demanda.

Esta análise busca compreender se há energia suficiente para prover toda a demanda do sistema e os resultados estão listados na Tabela 87:

Tabela 87: Dados de déficit – Cenários com e sem restrição de transmissão.

Cenários	Demanda média não atendida (MWmed)	Horas de Déficit	Potência Média não atendida nas horas de déficit
PE_30_M_R1_T	0,1	3	312
LB_30_M_R2_T	0,2	5	291
LB_50_M_R1_T	0,6	8	700
PE_50_M_R1_T	1,8	13	1.196

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados mostram que realmente existe energia suficiente para abastecer quase todo o subsistema sul, porém alguns momentos de pico ainda não seriam capazes de ser atendido. É importante lembrar que esta é uma análise em que diversas restrições que pautaram esse estudo estão sendo desconsideradas. Entre elas os limites de transmissão, as restrições operativas e o fato de se realmente haveria disponibilidade de oferta para que a potência máxima de Itaipu e/ou das hidrelétricas do cenário de linha de base de 2050 pudessem ser aproveitadas nos momentos de déficit. O que é pouco provável para o caso de usinas a fio d'água como Itaipu.

Destarte, pode-se dizer que há indícios de que o modelo subestima a capacidade instalada necessária para atender todo o sistema, principalmente para os momentos de carga de ponta. A tendência de ocorrência dos déficits, intensos e por períodos menores, indicam isto.

Outro indicativo pode ser notado em 2050, para o cenário eólico sem restrição de transmissão, no qual o atendimento da carga é mais satisfatório que no cenário de linha de base. Isto pode ser explicado pelo ajuste da capacidade instalada eólica ao fator de capacidade do modelo de despacho

De fato, a avaliação do efeito de uso foi afetada por essa situação, visto que não há geração de ponta no sistema. Assim para garantir que a carga fosse atendida, durante a maior parte do tempo, todas as usinas precisavam ser acionadas.

Apesar do indício da falta de capacidade de atender a demanda dos resultados do MESSAGE, questões operativas como tempo de rampa e mínimo de geração estável não se mostraram como limitantes para que a carga fosse atendida. Um dos possíveis motivos para isso foi o intervalo de tempo utilizado (uma hora) o que impossibilita a percepção das diferenças operacionais entre as fontes de geração, principalmente em um sistema em que todas as plantas sempre estão acionadas.

Os motivos para a falha do modelo de expansão podem estar relacionados à não consideração correta da potência de ponta do sistema, à diferença das curvas de carga base consideradas (este estudo utilizou a curva horária de 2013 fornecida pela ONS) ou à questões relacionadas à interrupção forçada das usinas. Independentemente das razões deve-se averiguar melhor os resultados do modelo energético e sua interação com o modelo de operação.

Outro fator relacionado ao déficit observado que vale ser destacado é que esse estudo considerou a variação da capacidade instalada de geração indicada no modelo de acordo com o observado para o caso de validação de 2015. Apesar disso, como em 2015 a demanda foi atendida de forma satisfatória e o aumento não há indícios de esta medida possa ter alterado a gestão da geração considerada no modelo e acarretado em falhas na avaliação dos resultados da expansão energética.

8. CONCLUSÕES

Essa dissertação teve como objetivo compreender os impactos de uma forte penetração eólica no subsistema elétrico do sul do Brasil. Para isso foi elaborada uma modelagem do subsistema elétrico para os anos de 2030 e 2050, onde foi realizada a simulação do despacho elétrico do sistema em estudo usando o Plexos modelo da Energy Exemplar.

Antes dos estudos de caso objetivo deste trabalho, um cenário de validação foi simulado para o ano de 2015, este cenário colaborou para a compreensão do modelo e de sua utilidade para este estudo. Sendo a principal diferença a forma como ele lida com os reservatórios.

Foram considerados 2 cenários principais para cada um dos anos em análise, um de linha de base e outro com forte penetração eólica. Além disso, foram ainda simulados casos de sensibilidade para as afluições aos reservatórios e para as usinas que deveriam prover reserva ao sistema.

Para entender como poderia ser a expansão do sistema elétrico para os cenários de linha de base e de penetração eólica foi realizada uma interação entre os resultados do modelo de expansão energética (MESSAGE) e o modelo de operação (Plexos). Com isso, esse trabalho buscou também compreender se a aplicação dos dados do modelo energético se confirmam na simulação de um modelo de operação.

O estudo analisou o despacho elétrico no intervalo horário e buscou modelar as usinas individualmente, considerando os diversos custos operacionais, restrições operativas para as diferentes tecnologias utilizadas e a capacidade de transmissão interna do subsistema sul. Ademais, o estudo englobou ainda a integração do sul com outros sistemas elétricos e a geração da hidrelétrica de Itaipu. Todas essas medidas são fundamentais para uma correta e precisa análise dos impactos da penetração de fontes renováveis variáveis como a geração eólica.

A definição e análise dos impactos associados à geração eólica foi dividida de acordo com o que tem se observado na literatura, dentre eles os que receberam maior atenção foram: o efeito de balanceamento, o efeito de ordem de mérito, o efeito de uso e o impacto sobre o uso de combustíveis. Foi analisado também como a distribuição das reservas entre as diferentes tecnologias de geração poderia afetar o sistema.

Os resultados apontaram, conforme esperado, um maior impacto para os cenários dos anos de 2050 em relação à 2030, sendo este último bem mais modesto em relação ao

primeiro. Isso de certa forma corrobora os valores usualmente indicados como limite para penetração eólica (de 20% da geração em base anual) sem que sejam necessárias grandes adaptações do sistema elétrico.

O efeito de balanceamento não se mostrou presente quando analisado o número de rampas e as rampas máximas, contudo ao se analisar a média das rampas, pode-se perceber que estas foram bem maiores nos cenários de penetração eólica em comparação aos cenários de linha de base, o que mostra o aumento da importância da flexibilidade no sistema, principalmente em 2050.

Ainda em relação ao efeito de balanceamento, a análise dos momentos de maior rampa horária, indicou uma dependência do intercâmbio de energia para o ajuste da oferta de geração à demanda. Em apenas dois momentos, dentre os analisados, a rampa negativa causou déficit de atendimento; exatamente em duas situações em que estava havendo exportação de energia.

O efeito de ordem de mérito pôde ser percebido pela redução do custo de geração da eletricidade e também pela observação dos momentos em que a geração eólica era responsável pela maior parte do atendimento da carga. Nestes momentos a geração eólica deslocava as outras fontes de geração, sendo a geração hídrica aquela que sofria a maior redução em todos os cenários. E nesses momentos o custo de geração, principalmente nos cenários R1, ficava bem inferior às médias de custo do sistema.

A percepção do efeito de uso foi prejudicada pela insuficiência de geração das usinas para os sistemas analisados, isso fez com que não houvessem usinas de ponta, aquelas acionadas para garantir o abastecimento da carga de pico.

Destarte, não pôde-se notar o efeito do aumento do fator de capacidade dessas fontes. Contudo a redução do fator de capacidade da geração hídrica aconteceu em todos os cenários analisados, enquanto a redução da geração termoeletrica só pôde ser observada em 2050.

Isto pode fazer com que o investimento em termoeletricas flexíveis torne-se escasso ou gerando um aumento no preço pago pela disponibilidade das usinas. Uma alternativa é despachar as novas termoeletricas do sistema como se estivessem na base, conforme demonstrado nos cenários R2, liberando as UHE's para absorverem a variabilidade eólica. Isso pode aumentar o fator de uso das termoeletricas e tornando-as mais atrativas aos investidores.

É ainda importante citar que o valor de capacidade da geração eólica diminuiu no comparativo conforme se aumentou a capacidade instalada, o que em grande parte foi provocado pelo aumento do vertimento eólico nesses cenários.

Outro ponto importante foi a confirmação de que a geração eólica reduz o uso de combustíveis fósseis o que diminui o custo do sistema elétrico e evita emissões, mesmo considerando-se os efeitos de ciclagem das usinas termoeletricas.

Em relação às reservas, a definição das termoeletricas como aquelas que deveriam prover reserva secundária ao sistema, se provou mais adequada para o atendimento da carga, esta opção garantiu uma leve redução da demanda não atendida. Isto deve-se ao fato de que a energia hidráulica, ao não precisar prestar serviços de reserva pôde ser aproveitada ao máximo nos momentos de pico sendo vantajoso para o subsistema elétrico do sul com alta penetração eólica.

A análise do aumento da necessidade de transmissão para sistemas com grande adição de renováveis variáveis não se mostrou evidente na modelagem dos cenários de 30. Porém, em 2050 os cenários de penetração eólica mostraram-se mais dependentes de um aumento da capacidade de transmissão. Os valores de sobrecarga se aproximaram bastante dos valores observados no cenário de linha de base, contudo, os cenários eólicos tiveram um aumento de mais de 50% na capacidade de transmissão de energia em comparação à simulação de linha de base.

Por fim, a avaliação do modelo de expansão de energia, através da aplicação de seus resultados no modelo de operação indicou que este possa estar subestimando a necessidade de capacidade instalada, provavelmente por não estar considerando corretamente os momentos de atendimento de pico da demanda.

8.1 Limitações e Recomendações de Estudos Futuros

Esse trabalho apresentou alguns avanços em relação ao cenário atual dos estudos sobre os impactos eólicos no Brasil. Por exemplo, a integração dos modelos de expansão energética e de operação, e a consideração dos limites de transmissão interna de um sistema elétrico para que a demanda fosse atendida por centro de carga.

Apesar dos avanços citados há ainda nesta análise diversas limitações que podem ser melhoradas. Entre elas pode-se citar primeiramente o fato de estudo não ter englobado todo o sistema elétrico brasileiro.

A dificuldade em isolar um subsistema em um sistema elétrico tão integrado como o brasileiro torna a análise suscetível a falhas. De forma que a evolução para uma

avaliação de todo o SIN considerando o atendimento por centro de carga trará resultados mais abalizados.

O déficit de energia observado dificultou a análise de alguns impactos eólicos, estudos futuros devem garantir que o sistema em estudo esteja robusto quanto ao atendimento da carga, para que assim seja realizada a análise dos impactos eólicos.

Outro ponto que pode agregar valor a estudos futuros é uma modelagem estocástica do sistema. Parâmetros como a geração eólica, as afluências às UHE's e a demanda não são determinísticos conforme feito nesse estudo. A consideração da incerteza relativa a estes itens traz maior verossimilhança da modelagem à situação real e pode fazer com as operações de ciclagem sejam percebidas de forma mais clara.

A simulação de cenários de sensibilidade para diferentes níveis de capacidade de transmissão e de exigência de reserva poderá fazer com que se encontre um valor ótimo para estudos sobre penetração de fontes renováveis. Assim como incluir a geração fotovoltaica e sua expansão para que se avalie o efeito de suavização da variabilidade ao se combinar essas duas fontes variáveis.

A busca por uma menor discretização temporal, principalmente para estudos que tentem compreender o papel das termoeletricas em sistemas elétricos com grande aporte de fonte variável deve trazer mais segurança à análise. Da mesma forma que a consideração de questões elétricas pode também contribuir para a melhor compreensão dos ajustes necessários para a manutenção da estabilidade dos sistemas.

Outro elemento não abordado nesse estudo foi a dinâmica de preços de energia do sistema elétrica brasileiro, definida no momento da contratação das usinas. Uma modelagem considerando o custo de cada usina de acordo com os valores de leilão irá trazer melhores resultados do ponto de vista de custo do sistema.

Por fim, recomenda-se uma avaliação mais robusta da adequação do MESSAGE à situações de operação, comparando os resultados obtidos nos modelos de forma mais detalhada e buscando uma melhor compreensão dos resultados do modelo de expansão quando aplicados a um modelo de operação.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica), 2015, Números do setor. Disponível em < <http://www.portalabeeolica.org.br/> > Acesso em agosto de 2015.

ABEEOLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica), 2016, Dados Mensais Dezembro de 2016. Disponível em < <http://www.portalabeeolica.org.br/> > Acesso em agosto de 2015.

ABEGÁS, 2015. A Integração Truncada Das Termelétricas a Gás Natural no Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em < <http://www.abegas.org.br/Site/?p=51538> > Acesso em outubro de 2016.

ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), 2016. Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica – Edição 2016. Disponível em < http://abradee.org.br/arquivos/Cartilha-ABRADEE-2016_web.zip >. Acesso em janeiro de 2017.

ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), 2017. Tarifas de Energia. Disponível em < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia> >. Acesso em janeiro de 2017.

AGDI (Agência Gaúcha de Desenvolvimento e Promoção do Investimento), 2014. Atlas Eólico do Rio Grande do Sul.

AGGARWAL, S., ORVIS, R., 2016. Grid Flexibility: Methods for Modernizing the Power Grid. Energy Innovation Policy and Technology. São Francisco, CA, EUA.

AGUIRRE, M., IBIKUNLE, G., 2014. Determinants of renewable energy growth: A global sample analysis. Energy Policy 69 pp. 374-384.

AKHIL, A. A., et. al., 2013. DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. SANDIA REPORT SAND2013-5131.

ALBUQUERQUE, V. O., 2002. Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa. Dissertação M. Sc. UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil.

ANDRADE, E. S. M., 2012. Geração Hidrelétrica no Nordeste: Risco Empresarial e Ambiental Para o Setor Elétrico Brasileiro. Tese de D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ANDRIOLO, R. F., 2014. Acoplamento Elétrico Energético no Planejamento da Operação em Médio Prazo com Restrição de Transmissão. Dissertação de M. Sc., UFPR, Curitiba, PR, Brasil.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2003. Resolução ANEEL Nº 265 de 2003 - Estabelece os Procedimentos para Prestação de Serviços Ancilares de Geração e Transmissão.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2011. Nota Técnica nº35/2011 - SRG/ANEEL.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2011a. Nota Técnica nº 52/2011 - SRG/ANEEL

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2011b. Por Dentro da Conta de Energia. Informação de Utilidade Pública.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2012. Nota Técnica nº 6/2012 - SRG/ANEEL.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2015. Resolução nº 697.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2016. Banco de Informações de Geração. Disponível em <
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em junho de 2016.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2016a. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico. Disponível em <
<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html> >. Acesso em junho de 2016.

ARAUJO, T. C., 2011. Análise de Máquina Síncrona de Pólos Salientes Sólidos. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

AZEVEDO FILHO, J. M., 2000, 2000. Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

AZEVEDO FILHO, J. M., 2000, 2000. Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

AZEVEDO, M. B. D. G., 2012. Modelling the North-Northeastern Region of the Brazilian Electricity System - Emphasizing the Ancillary Structures. Dissertação M. Sc., Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, Portugal.

AZOFRA, D., et. al., 2014. Wind Power Merit-order and Feed-in-tariffs Effect: A Variability Analysis of the Spanish Electricity Market. Energy Conversion and Management 83 pp. 19-27.

BARBOSA, F. M., 2013. Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia. FEUP, Porto, Portugal.

BAUMOL, W. T., 1977. On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. The American Economic Review, 67, pp. 809-822

BCB (Banco Central do Brasil), 2016. Taxas de Câmbio. Disponível em < <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao> > Acesso em novembro de 2016.

BERG, K. V., DELARUE, E., 2015. Cycling of Conventional Power Plants: Technical Limits and Actual Costs. Energy Conversion and Management 97 pp.70-77.

BERG, S. V., PRADO JR, F. A., 2013. Capacity factors of Brazilian hydroelectric power plants: Implications for cost effectiveness. Disponível em < http://warrington.ufl.edu/centers/purc/purcdocs/papers/1305_Berg_Capacity_Factors_of.pdf > Acesso em outubro de 2016.

BERNARDO, L. A. M., 2000. Sistema Inteligente de Apoio ao Restabelecimento de Sistema Elétrico na Fase Afluente. Dissertação M. Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

BEZERRA, B., 2016. Desafios da Geração Termoelétrica no Brasil. Apresentação Rio Oil and Gas Expo.

BJORKVOLL, T., BAKKEN, B. H., 2002. Calculating the Start-up Cost of Hydropower Generators. 14th PSCC, Sevilla, 24-28 june 2002/ Session 12 Paper 5.

BOLIK, S. M., 2004. Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator During Grid Fault. Aalborg University, Dinamarca.

BORBA, B. S. M.C., 2011. Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro. Tese de D.Sc. - Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

BORESTEIN, S., 2002. The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. Journal of Economic Perspectives 16 N° 1 pp. 191-211.

BORGES, C. L. T., ALVES, J. M. T., 2010. Notas de Aula - Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

BOYLESTAD, R. L., 2012. Introdução à Análise de Circuitos. 12 ed. Pearson Prentice Hall.

BROUWER, A. S., 2014. Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 pp. 443-466."

BROUWER, A. S., et. al., 2015. Operational Flexibility and Economics of Power Plants in Future Low Carbon Systems. *Applied Energy* 156 pp. 107-128.

BRUM, L. F. et. al., 2014. Geração Eólica de Energia Elétrica. Trabalho de Condicionamento de Energia. UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil.

BURTON, T. et. al., 2001. *Wind Energy Book*. John Wiley & Sons Ltda.

CAISO (California ISO), 2010. *Smart Grid Roadmap and Architecture*.

CAMELO, H. N., et. al, 2010. Métodos de Extrapolação de Velocidade do Vento para Regiões Litorâneas do Nordeste Brasileiro. CBMET -2010.

CARBON BRIEF, 2016. Analysis: How have the IEA's renewable forecasts changed?. Disponível em < <https://www.carbonbrief.org/analysis-how-have-iea-renewable-forecasts-changed> > Acesso em janeiro de 2017.

CARDENAS, J. A., et. al., 2014. A Literature Survey on Smart Grid Distribution: An Analytical Approach. *Journal of Cleaner Production* 65 pp. 202-216.

CARRIL JUNIOR, C. F., 2000. Análise Numérica e Experimental do Efeito Dinâmico do Vento em Torres Metálicas Treliçadas para Telecomunicações. Tese D. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.

CARVALHO, A. R. L., 2015. Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas: Contribuição para uma Matriz Energética mais Limpa. Tese D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CASTRO, G. M., 2015. Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

CATERMOL, F., 2004. Inovações e Contestabilidade: Algumas Considerações sobre Eficiência Econômica;. BNDES, Revista do BNDES, 11 pp. 123-149.

CAVADOS, G. A., 2015. Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste. Tese de M. Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2016. Comercialização. Disponível em < <https://www.ccee.org.br/>>. Acesso em dezembro de 2016

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2016a. Dados disponíveis sobre os leilões de energia. Disponível em < <http://www.ccee.org.br/> >. Acesso em dezembro de 2016

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2016b. Informações ao Mercado. Disponível em < <http://www.ccee.org.br/> >. Acesso em junho de 2016

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), 2012. Modelo DECOMP - Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo. Manual do Usuário versão 18.3, CEPEL.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), 2015. DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo. Eletrobras, CEPEL.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), 2015a. Otimização Energética e Meio Ambiente. Eletrobras, CEPEL.

CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica), 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. MME/ELETROBRÁS/CEPEL. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CHANG, M. K., et.al., 2013. Buffering intermittent renewable power with hydroelectric generation: A case study in California. *Applied Energy* 112 pp. 1-11.

CHAVES, C. P., 2010. Inserção dos Consumidores Livres no Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Oportunidades. Dissertação de M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CHIODI, A. et. a., 2011. Modelling Electricity Generation - Comparing Results from a Power Systems Model and a Energy System Model. JEL Classification Code: Q47.

CLUDUIUS, J., et. al., 2014. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics* 44 pp. 302-313.

COPEL (Companhia Paranaense de Energia), 2007. Atlas do Potencial Eólico do Paraná. Engenharia Eólica - Camargo Schubert/LACTEC (Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento).

COSERN (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), 2011. Energia Reativa: O que os Nossos Clientes Precisam Saber para Reduzir os Custos com Energia Elétrica. Cosern, Grupo Neoenergia.

COSTA, A. J. A. S., SALGADO, R., 2001. Análise Estática de Seguranças de Sistemas Elétricos de Potência.

COSTA, A. J. S., SILVA, A. S., 2000. Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Florianópolis, SC, Brasil.

COSTA, C. E. U., et al., 2003. Comparação de Controladores de Fuzzy Aplicados ao Controle Secundário do Sistema Amapá. Supervisão Controle e Automação de Sistemas, II Citenel.

COSTA, D. C. L., 2012. Sistema de Regulação em Máquinas Primárias. Amazônia em Foco, Castanhal, v. 1., n.1, pp. 30-45

COSTA, J. P., 2007. Árvore Reduzida de Cenários para o Planejamento da Operação de Médio Prazo. Tese D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CPFL ENERGIA, 2014. Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Selecionados. Desenvolvido como parte do projeto de P&D: Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente.

CPRM (Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais), 2008. Geodiversidade do Brasil – Conhecer o Passado para Entender o Presente e Prever o Futuro. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CUBEROS, F. L., 2008. Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras. Dissertação de M. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.

CUSTÓDIO, R. S., 2013. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. 2ª ed. SYNERGIA.

D' ARAUJO, R. P., 2009. O Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil. 1ª Ed. , Brasília, Confea.

D'ARAÚJO, R. P., 2012. Setor Elétrico Brasileiro: Mais Reservatórios ou Critérios mais Coerentes?. Blog Infopetro. Disponível em < <https://infopetro.wordpress.com/2012/06/11/setor-eletrico-brasileiro-mais-reservatorios-ou-criterios-mais-coerentes/> > Acesso em outubro de 2016.

DEANE, J. P., et. al., 2012. Soft-linking of a Power Systems Model to an Energy Systems Model. Energy 42 pp. 303-312.

DEANE, J. P., et. al., 2015. Assessing power system security. A framework and a multi model approach. Electrical Power and Energy Systems 74 pp. 283-297.

DEDECCA, J. G., 2012. Barreiras à Geração Elioelétrica no Brasil e na Argentina: uma Aplicação do Método de Análise Hierárquica. Tese de M. Sc. Faculdade de Engenharia Mecânica/Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

DELARUE, E. D., et. al., 2009. The Actual Effect of Wind Power on Overall Electricity Generation Costs and CO² Emissions. *Energy Conversion and Management* 50 pp. 1450-1456.

DENHOLM, P., HAND, M., 2011. Grid Flexibility and Storage Required to achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity. *Energy Policy* 39 pp. 1817-1830.

DEUS, M. L. D., 2008. Séries Temporais Aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Dissertação M. Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DOE (Department of Energy), 1992. Fundamentals Handbook - Electrical Science Vol 3 of 4. FSC - 6910. DOE-HDBK-1011/3-92.

DOE (Department of Energy), 2014. 2014 Smart Grid System Report. Report to Congress.

DOE (Department of Energy), 2015. Average Tested Report to Congress.

DOE (U.S. Energy Department of Energy), 2015. Wind Technologies Market Report. Disponível em: < <http://www.energy.gov/eere/wind/downloads/2014-wind-technologies-market-report> > Acesso em agosto de 2015.

DUTRA, R. M., 2007. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil Após a Primeira Fase do PROINFA. Tese de D.Sc. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DUTRA, R. M., SZKLO, A. S., 2008. Incentive policies for promoting Wind Power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy* 33, pp. 65

DUTRA, R., 2009. Energia Eólica - Princípios e Tecnologia. CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar Sérgio de Salvo Brito).

ECOFYS, 2014. Flexibility Options in Electricity Systems. POWDE14426.

EDMUNDS, R., et. al. 2015. Thermal Power Plant Operating Regimes in Future British Power Systems with Increasing Variable Renewable Penetration. *Energy Conversion and Management* 105 pp. 977-985.

ELEKTRO, 2012. Eficiência Energética - Fundamentos e Aplicações. 1ªed. ELEKTRO, UNIFEI, EXCEN, FUPAI, ANEEL, Campinas, SP, Brasil.

ELETROBRAS, 2016., Programas e Fundos Setoriais –Programas – Proinfa. Disponível em <

<http://www.eletrobras.com/elb/proinfra/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm> >
Acesso em outubro de 2016.

ELGERD, O. I., 1976. Electric Energy Systems Theory: An Introduction. 3ª ed., Nova Iorque, McGraw Hill.

ENEL, 2016. Consulta Pública nº 7/2016. Contribuições da ENEL Brasil S.A. Disponível em <
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/ENEL%20BRASIL%20SA%20CP_007_2016.pdf> Acesso em novembro de 2016.

ENERCON, 2016. E-70. Disponível em < <http://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-70/> > Acesso em junho de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2007. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2007a. Estudos para a Licitação da Expansão da Geração - Metodologia de Cálculo do ICB de Empreendimentos de Geração Termelétrica a GNL com Despacho Antecipado. No EPE-DEE-RE-087/2007-r2.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2009. Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil. Nota Técnica PRE 01/2009-r0. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2016. Balanço Energético Nacional. Ano Base: 2015. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2016a. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016, 2015, 2014, 2013 e 2012. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2016b, Dados disponíveis sobre os leilões de energia. Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/> > Acesso em dezembro de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2016c. Atualização do Valor do Patamar Único do Custo de Déficit. No EPE-DEE-RE-014/2016-r0.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2016d. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.

EPRI (Electric Power Research Institute), 2015. Program on Technology Innovation Fossil Fleet Transition with Fuel Changes and Large Scale Variable Renewable Integration. Technical Report.

ESER, P., et. al., 2016. Effects of Increased Renewables Generation on Operation of Thermal Power Plants. Applied Energy 164 pp. 723-732.

ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), 2015. Bringing Variable Renewable Energy Up to Scale - Options for Grid Integration Using Natural Gas and Energy Storage. Washington DC, EUA.

ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme), (IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015. Hydropower Technology Brief. Technology Brief E06.

EURELECTRIC, 2011. Flexible Generation: Backing Up Renewables. EURELECTRIC - Electricity for Europe. EURELECTRIC Report.

EURELECTRIC, 2015. A sector in Transformation - Electricity Industry Trends and Figures. EURELECTRIC - Electricity for Europe. A EURELECTRIC Report.

EURELECTRIC, 2015a. Hydropower - Supporting a Power System in Transition. EURELECTRIC - Electricity for Europe. EURELECTRIC Report.

EWEA (The European Wind Energy Association), 2009. The Economics of Wind Energy.

EWEA (The European Wind Energy Association), 2010. Powering Europe: Wind Energy and the Electricity Grid.

FARINA, E. M. M. Q., AZEVEDO, P. F., PICCHETTI, P., 1997. A Reestruturação dos Setores de Infra-Estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas.

FERREIRA, H. T., 2008. Energia Eólica: Barreiras à sua Participação no Setor Elétrico Brasileiro. Tese M. Sc. Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF/USP, São Paulo, Brasil.

FIRJAN, 2013. A Expansão das Usinas a Fio d'água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro. Sistema FIRJAN, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

FRAGNITO, H. L., 2000. Circuitos de Corrente Alternada - Notas de Física Experimental. UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

FRASER, H., 2001. The Importance of na Active Demand Side in the Electricity Industry. The Electricity Journal.

FUCHS, R. D., 1977. Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas. 1ª ed., Rio de Janeiro, LTC.

FUCHS, R. D., 1977. Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas. 1ª ed., Rio de Janeiro, LTC.

GARCIA, F. R., 2013. Harmônicos em Sistemas Elétricos de Potência. IESA/Capacitores INEPAR.

GE (General Electric), 2015. 7HA.01./02 Gas Turbine. GE Power. Disponível em < https://powergen.gepower.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/product/gas%20turbines/Fact%20Sheet/7ha-fact-sheet-oct15.pdf > Acesso em OUTUBRO de 2016.

GELLINGS, C. W., SMITH, W. M., 1989. Integrating Demand-Side Management into Utility Planning. IEEE 77 N° 6.

GOMES, A. C. S., et. al., 2002, BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico. BNDES.

GOMES, P. et. al, 2003. O Desafio da Definição dos Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional: Aspectos Técnicos que Levaram à sua Identificação pelo ONS. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, MG, Brasil.

GWEC (Global Wind Energy Council), 2014. Global Wind Energy Outlook. Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium.

HASCHE, B., et. al., 2011. Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: the Irish Power System Case. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 26, NO. 1, FEBRUARY 2011.

HIRTH, L., et. al., 2015. Integration costs revisited e An economic framework for wind and solar variability. Renewable Energy 74 pp. 925-939.

HITAJ, C., 2015. Location Matters: The Impact of Renewable Power on Transmission Congestion and Emissions. Energy Policy 86 pp. 1-16.

HOFFMANN, B. S., 2012. O Potencial Termelétrico a Carvão no Rio Grande do Sul Diante Restrições de Disponibilidade de Água e Objetivos de Redução de Emissões de CO₂, Aplicando a Queima em Leito Fluidizado. Tese de D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

HOLTTINEN, H., 2008. Estimating the Impacts of Wind Power on Power Systems – Summary of IEA Wind Collaboration. Environmental Research Letters, v. 3, n. 2, p. 025001.

HOMRICH, G., 2013. Regulação de Tensão em Geradores de Indução. Projeto de Graduação, UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.

HYDROBYTE, 2016. Hydro data Software. Disponível em < <http://www.hydrobyte.com.br/site/> >; Acesso em junho de 2016.

IAB (Instituto Acende Brasil), 2016. O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. White Paper 16, São Paulo, 40 p.

IBANEZ, E., et al., 2014. Enhancing hydropower modeling in variable generation integration studies. Energy 74 pp.518-528.

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), 2016. Estimativas de População Publicadas no Diário Oficial da União. Disponível em < http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa2016/estimativa_dou.shtml > Acesso em junho de 2016.

IEA (International Energy Agency) WIND, 2009. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. IEA Wind Task 25 Phase three 2006-2008.

IEA (International Energy Agency), 2008. Empowering Variable Renewables - Options for Flexible Electricity Systems. Paris, França.

IEA (International Energy Agency), 2011. Integration of Wind and Hydropower Systems. IEA Wind Task 24 - Final Technical Report.

IEA (International Energy Agency), 2012. Technology Roadmap - Hydropower. International Energy Agency, France.

IEA (International Energy Agency), 2012a. Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System. International Energy Agency, France.

IEA (International Energy Agency), 2013. Technology Roadmap - Wind Energy. International Energy Agency, France.

IEA (International Energy Agency), 2013a. World Energy Outlook 2013. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development.

IEA (International Energy Agency), 2014. The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris, France: International Energy Agency, 2014a.

IEA (International Energy Agency), 2015. World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change. International Energy Agency, France.

IEA WIND (International Energy Agency Wind), 2013. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. IEA Wind Task 25 Phase two 2009-2011.

IEA WIND (International Energy Agency Wind) , 2013a. Recommended Practices to Wind Integration Studies. Wind Task 25 Design and Operation of Power System with Large Amounts of Wind Power.

IEA WIND (International Energy Agency Wind), 2016. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. IEA Wind Task 25 Phase three 2012-2014.

IEA WIND (International Energy Agency Wind), 2016a. IEA Wind 2015 Annual Report. International Energy Agency, France.

IEC (International Electrotechnical Commission), 2012. Grid Integration of Large Capacity Renewable Energy Sources and Use of Large Capacity Electrical Energy Storage. Geneva, Suíça.

IEC (International Electrotechnical Commission), 2014. Electrical Energy Storage. Geneva, Suíça.

IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis), 2016. 2016: Year in Review - Three Trends Highlighting the Accelerating Global Energy Market Transformation.

INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética), 2006. Contribuição do Instituto Nacional de Eficiência Energética INEE à Audiência Pública Nº 010/2006 para Alterar a Resolução Normativa nº 256/03 da ANEEL Sobre os Serviços Ancilares. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), 2016. Dados de Estações anemométricas obtidos por e-mail.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2011. Integration of Renewable into Present and Future Energy Systems.

JUNAEDI, C., et. al., 2011. Compact and Lightweight Sabatier Reactor for Carbon Dioxide Reduction. American Institute of Aeronautics and Astronautics.

KAUR, D., 2015. Comparison of the Effectivity of Wind Speed Forecasting Methods. Tese PhD. Auckland University of Technology, Nova Zelândia.

- KIM, J. H., SHCHERBAKOVA, A., 2011. Common Failures of Demand Response. Energy 36 pp. 873-880.
- KIRSCHEN, D. S., 2003. Demand-Side View of Electricity Markets. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 2, MAY 2003
- KIRSCHEN, D., STRBAC, G., 2004. Fundamentals of Power System Economics. John Wiley & Sons Ltd
- KIVILUOMA, J., 2011. Impact of wind power on the unit commitment, operating reserves, and market design. IEEE Power and Energy Society General Meeting."
- KIVILUOMA, J., 2011. Managing Wind Power Variability and Uncertainty Through Increased Power System Flexibility. Tese PhD. Aalto University School of Science, Finlândia.
- KLIMSTRA, J., HOTAKAINEN, M., 2011. Smart Power Generation - The Future of Electricity Production. Avain.
- KUNDUR, P. et. al., 2004. Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power System, 19, nº 2.
- KUNDUR, P., 1993. Power System Stability and Control. 1ª ed, California, EPRI Editors.
- KUNNEKE, R.W., 1999, "Electricity networks: how 'natural' is the monopoly?", Utilities Policy, 8, pp. 99 –108.
- KUNZLER JUNIOR, J. V., 2006. Análise Teórica e Experimental do Gerador Assíncrono de Dupla Alimentação - O GEADA, e Contribuição à Sua Operação. Dissertação M. Sc., UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.
- La GATTA, P. O., 2012. Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de Frequência no Problema de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo. Dissertação M. Sc., UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- LABPLAN (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica), 2006. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade para Sistemas de Geração e Transmissão. Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN.
- LEITE, A. D., 2007. A Energia do Brasil. 2ª ed., Rio de Janeiro, Elsevier.
- LINS, F., VIEIRA, R., 2016. Desafios para a Operação em Tempo Real das Usinas Eólicas Existentes. 7º Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e de Instalações Elétricas.

- LOPES, G. M., 2008. Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação M. Sc., UFMG, Belo Horizonte, MG, Brasil.
- LOPES, J. E. G., 2007. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. Tese de D. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.
- LOUREIRO, P. G. C., 2009. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia. Dissertação de M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- LUCENA, A. F. P., 2010. Proposta Metodológica para Avaliação da Vulnerabilidade às Mudanças Climáticas Globais no Setor Hidroelétrico. Tes de D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- LUCENA, A. F. P., et. al., 2010. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. *Renewable Energy* 35 pp. 904-912.
- LUND, H. et al., 2013. System and market integration of wind power in Denmark. *Energy Strategy Reviews* 1 143-156.
- LUND, P. D. et al., 2015. Review of Energy System Flexibility Measures to Enable High Levels of Variable Renewable Electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 pp. 785–807.
- LUND, P., 2012. Large-Scale Urban Renewable Electricity Schemes - Integration and Interfacing Aspects. *Energy Conversion and Management* 63 pp. 162-172.
- LUZ, C. P. M. S., 2011. O Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil: Evidências Sobre sua Dinâmica a Partir de um Estudo Exploratório. Dissertação M. Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MACEDO, M., et. al., 2013. Software para Análise de Eficiência Energética de Biomassas na Relação Custo x Emissão de Poluentes. Dissertação M. Sc., UFTM, Uberaba, MG, Brasil.
- MANSO, J. C. G., 2010. Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos. Tese D. Sc. UNESP, Ilha Solteira, SP, Brasil.
- MARQUES, A. C., FUINHAS, J. A., 2011. Drivers promoting renewable energy: A dynamic panel approach. *Renewables and Sustainable Energy Reviews* 15 pp. 1601-1608

- MARQUES, A. C., Fuinhas, J. A., Manso, J. R. P., 2010. Motivations driving renewable energy in European countries: A panel data approach. *Energy Policy* 33 pp. 6877-6885
- MARQUES, JEFERSON, 2004. Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação. Dissertação M. Sc., UFSM, Santa Maria, RS, Brasil.
- MARTINS, C. R. M. A. B., 2013. Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Considerando a Segurança. Dissertação M. Sc., UFMA, São Luís, MA, Brasil.
- MATHIAS, M.C.P.P., 2008. A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, condicionantes e desafios. Dissertação de M.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- Mc GARRIGLE, E. V., et. al., 2013. How much wind energy will be curtailed on the 2020 Irish power system?. *Renewable Energy* 55 pp. 544-553.
- MEIER, A. V., 2006. *Electric Power Systems - A Conceptual Introduction*. 1ª ed., A Wiley-Interscience publication.
- MELO, M. S. M., 2012. Energia Eólica: Aspectos Técnicos E Econômicos. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MELO, V. S., 2009. Controle da Qualidade da Tensão de Fornecimento em Redes Secundárias de Distribuição Através de Compensador Estático de Reativos. Dissertação M. Sc., UFES, Vitória, ES, Brasil.
- MILLER, N. W., et.al., 2011. California ISSO (CAISO) Frequency Response Study. GE Energy.
- MILLIGAN, M., 2009. Wind Power Myths Debunked. *IEE Power & Energy Magazine*, 1540-7977/09/\$26.00©2009.
- MME (Ministério De Minas E Energia), 2016a. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Nº 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em dezembro de 2015
- MME (Ministério de Minas e Energias), 2016. Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico Brasileiro - Dezembro de 2015, Janeiro de 2015, janeiro de 2016. Dezembro de 2014.
- MOLINA, M. G., MERCADO P. E., 2011. Power Flow and Control of Microgrid with Generation by Superconducting Magnetic Energy Storage. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 26, Nº. 3,.

MONTICELLI, A. J., 1983. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Edgard Blucher Ltda.

MORAES, R. A., et. al., 2015. Inclusão de Energia Eólica no Planejamento da Operação de Curto Prazo com Restrição de Transmissão. UFPR, Curitiba, PR, Brasil.

NAIR, N. K. C., GARIMELLA, N., 2010. Battery Energy Storage Systems: Assesment for small-scale Renewable Energy Integration. *Energy and Buildings* 42 pp. 2124-2130.

NASCIMENTO, C. S. C., 2000. Proposta para Implantação de Microcentrais de Geração a Gás com Utilização de Geradores de Indução. Dissertação M. Sc., UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.

NASCIMENTO, F. S., 2012. Controle Carga-Frequencia em Sistemas de Potências com Turbinas Térmicas a Vapor. UTFPR, Curitiba, PR, Brasil.

NETO, A. C. P., et al., 2004. Estimativa Preliminar do Potencial Eólico Sobre o Estado de Santa Catarina. Congresso Brasileiro de Meteorologia.

NETO, B. D., 2013. Aprendizagem de Conceitos Físicos Relacionados com Circuitos Elétricos em Regime de Corrente Alternada com Uso de Placa Arduino. Dissertação M. Sc., UFRS, Porto Alegre, RS, Brasil.

NICOLOSI, M., 2012. The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market, PhD thesis, University of Cologne.

NOGUEIRA, L. P. P., 2011. Estado Atual E Perspectivas Futuras Para A Indústria Eólica No Brasil. Tese de M.Sc. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2010. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. NREL/TP-6A2-47187.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2011. Operating Reserves and Variable Generation. NREL/TP-5500-51978.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2012. Power Plant Cycling Costs. NREL/SR-5500-55433

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2012a. Impacts of Wind and Solar on Fossil-fueled Generators. NREL/CP-5500-53504.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2013. Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. NREL/TP-6A20-60451.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2013a. Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves. NREL/TP-6A20-58491

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2013b. The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. NREL/TP-5500-55588

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2014. Impact of Generator Flexibility on Electric System Costs and Integration of Renewable Energy. NREL/TP-6A20-62275.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2014a. Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps. NREL/TP-5D00-60574.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2014b. Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 - Frequency Response and Transient Stability. NREL/SR-5D00-62906.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2015. Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration. NREL/TP-6A20-64864.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2015a. Western Interconnection Flexibility Assessment. Final Report

NUNES, R. S. A., 2011. Estudo de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência na Presença de Máquinas Assíncronas. Projeto de Graduação. EESC/USP, São Carlos, SP, Brasil.

OLIVEIRA, E. A., 2009. Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

OLIVEIRA, R. G., 2004. Análise de Desempenho Regulatório: Lições da Experiência Britânica na Indústria de Eletricidade. Tese de D.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2004. Evaporações Líquidas nas Usinas Hidrelétricas. Disponível em <
http://www.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/rel_evapora%C3%A7%C3%A3o_08_02_2006.pdf> Acesso em junho de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2010. Submódulo 10.6 - Controle da Geração em Operação Normal. Procedimentos de Rede.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2014. Curva de carga horária do sistema elétrico Brasileiro, por subregião, correspondente às usinas simuladas e despachadas individualmente pela ONS no ano 2013."

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2014a. Plano da Operação Energética 2014/2018 (PEN 2014) - Volume II: Relatório Complementar.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2015. Treinamento NEWAVE - DECOMP, O SIN e os Modelos para o Planejamento da Operação Energética. Em parceria com CCEE (Câmara de Comercialização de Energia).

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2015a. Boletim Mensal de Geração Eólica - Janeiro a Dezembro de 2015.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2015b. Atualização de Séries Históricas de Vazões Período 1931 a 2014. ONS RE ONS 0205/2015

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016. SITE. Disponível em < <http://www.ons.org.br/> >. Acesso em outubro de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016a. Modalidades Usinas. Disponível em < http://www.ons.org.br/download/integracao_sin/definicao_modalidade/Modalidade_20170102.zip > Acesso em junho de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016b. Evolução Mensal da Carga. Disponível em < http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx >. Acesso em junho de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016c. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN. SINDAT Disponível em < http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx >. Acesso em julho de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016d. Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos. 4. DPP-REL - 0046/2016

ONS (Operador Nacional do Sistema), 2016e. Histórico da Operação. 4. Disponível em < <http://www.ons.org.br> >. Acesso em outubro de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), 2015. Relatório de Validação do modelo NEWAVE - Versão 21.1.1.. Acordo Operacional ONS/CCEE - FT-NEWAVE.

PACCINI, R. O., 2009. Estabilização de Oscilações de Potência de Linhas de Intercâmbio Através de um Elo de Corrente Contínua. Dissertação M. Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

PASCHOAL, R. S., 2012. Uso da Água e Necessidades de Tratamento para Consumo Humano. Projeto de Graduação, UFRJ, Juiz de Fora, MG, Braisl.

PAULILO, G., TEIXEIRA, M. D., 2013. Qualidade de Energia - Capítulo 2: Harmônicos e Conceitos. CLAMPER, MEGABARRE Brasil.

PAZ, A. R., 2004. Hidrologia Aplicada. Texto Básico. Disponível em < http://www.ct.ufpb.br/~adrianorpaz/artigos/apostila_HIDROLOGIA_APLICADA_UERG_S.pdf >. Acesso em agosto de 2016.

PB (Parsons Brinckerhoff), 2009. Thermal Power Station Advice Reciprocating Engines Study. Report for the Electricity Commission.

PB (Parsons Brinckerhoff), 2014. Technical Assessment of the Operations of Coal & Gas Fired Plants. DECC, 286861A.

PEÑAFIEL, R. A. S., 2016. Proposta Metodológica para Formulação de Política para Desenvolvimento da Tecnologia Heliotérmica no Brasil. tese D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PEREIRA, A. F. S., 2006. Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro. Dissertação de M. Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

PEREIRA, J. P. et. al., 2016. Interactions between global climate change strategies and local air pollution: Implications for the expansion of the power sector in Brazil. Climatic Change.

PEREIRA, L. S., SUNI, J. C. P., 2016. Um Estudo da Geração Eólica a partir do Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG) e do Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (SCIG). DCA/UFRN, Natal, RN, Brasil.

PERMAN, R., MA, Y., MCGILVRAY, J., COMMON, M., 2003. Natural Resource and Environmental Economics. 3ª ed. Pearson Education Limited.

PESCH, T., et. al., 2014. Impacts of the Transformation of the German Energy System on the Transmission Grid. The European Physical Journal Special Topics 223 pp. 2561-2575.

PESSANHA, J. F. M., et. al., 2010. Avaliação dos Custos Operacionais Eficientes das Empresas de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Proposta de Adaptação do Modelo DEA Adotado pela ANEEL. Pesquisa Operacional, v.30, n.3, p.521-545.

PETRONOTÍCIAS, 2016. GE Fecha Contrato de USD\$ 900 Milhões para Construir Termelétrica em Sergipe. Disponível em < <https://www.petronoticias.com.br/archives/91176> >. Acesso em outubro de 2016.

PLEXOS WIKI, 2016. Base de informações da empresa sobre o Plexos. Disponível em < <http://wiki.energyexemplar.com/> >.

PILLCO, E. C., 2011. A Importância da Região de Estabilidade no Problema de Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação M. Sc., USP, São Carlos, SP, Brasil.

PINDYCK, R. S., RUBINFELD, D. L., 2006. Microeconomia. 6ª ed. São Paulo, Pearson Prentice Hall.

PINHEIRO, I. A., 2012. Gestão da Regulação. 2ª ed. Florianópolis, Departamento de Ciências de Administração, UFSC.

PIRES, J., PICCININI, M., 1998, Mecanismos de Regulação Tarifária do setor elétrico: a Experiência Internacional e o Caso Brasileiro, BNDES, Texto para discussão – nº 64.

PIWKO, R., 2012. Penetrating Insights: Lessons Learned from Large-Scale Wind Power Integration. IEE Power & Energy Magazine 10 pp. 44-52.

POOLE, A., 2015. An exploration of the variability of wind and solar power and how to Integrate their output into reliable electricity supply.

PORTAL BRASIL, 2017. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Disponível em < <http://www.portalbrasil.net/ipca.htm> > Acesso em fevereiro de 2017.

PORTUGAL, P. M. M., 2007. Análise de Auto-excitação e Curto-circuito Capacitivo em Geradores Síncronos Conectados a Grandes Sistemas de Transmissão CCAT e CAAT. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RAGNEV, W., 2005. Estudo de Potência Reativa, tensão, Contingências e Perdas em Empresas de Energia Elétrica Localizadas na Grande São Paulo. Dissertação M. Sc., UFU, Uberlândia, MG, Brasil.

RAHMAN, F., 2012. Overview of Energy Storage Systems for Storing Electricity from Renewable Energy Sources in Saudi Arabia. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 pp. 274-283.

RAJAGOPALAN, M., GANDOTRA, S., 2015. Fuel-flexible Generation Using Internal Combustion Engines (ICEs) to Meet Growing Demand in Myanmar. POWERGEN ASIA 2015.

REN 21(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2016. Renewables 2016 - Global Status Report. Paris, França.

- RISCOTI, J. F. C., 2011. Inserção da Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro. Tese M. Sc. Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF/USP, São Paulo, Brasil.
- ROSETO, C. J. C., 2014. Análise de um Sistema de Geração Composto por Turbinas Eólica e Submarina. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SAARINEN, L., et. al., 2015. Power System Flexibility Need Induced by Wind and Solar Power Intermittency on Time Scales of 1-14 days. *Renewable Energy* 83 pp. 339-344.
- SALES, W. S., 2009. Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica. Tese D. Sc., UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil.
- SANDHUE, E. M., THAKUR, T., 2014. Issues, Challenges, Causes, Impacts and Utilization of Renewable Energy Sources – Grid Integration. *Journal of Engineering Research and Applications* 4 pp. 636-643.
- SANSAVINI, G., et. al., 2014. A Stochastic Framework for Uncertainty Analysis in Electric Power Transmission System with Wind Generation. *Renewable Energy* 64 pp. 71-81.
- SAQIB, M. A., SALEEM, A. Z., 2015. Power-quality Issues and the Need for Reactive-power Compensation in the Grid Integration of Wind Power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43 pp. 51-64.
- SCHABER, K., 2014. Integration of Variable Renewable Energies in the European Power System: A Model-based Analysis of Transmission Grid Extensions and Energy Sector Coupling. Tese D. Sc. Universidade de Munique. Munique, Alemanha.
- SCHIEBAHN, S., et. al., 2015. Power to Gas: Technological Overview, Systems Analysis and Economic Assessment for a Case Study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy* 40 pp. 4285-4294.
- SENSFUß, et. al., 2008. The Merit-order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany. *Energy Policy* 36 pp. 3086-3094.
- SILVA, J. C. M., 2008. Geradores Eléctricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis. Dissertação M. Sc., FEUP, Porto, Portugal.
- SILVA, N. F., 2006. Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso de Energia Eólica. Tese de D. Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

- SILVA, P. J., 2014. Usinas Hidrelétricas do Século 21: Empreendimento com Restrições à Hidroeletricidade. Engenharia 619.
- SIMON, P., GOGOTSI, Y., 2008. Materials for Electrochemical Capacitors. Nature Materials 7.
- SLOOTWEG, J. G., 2003. Wind Power - Modelling and Impact on Power System Dynamics.
- SOARES, F. H. N., 2009. Operação de Usinas Térmicas Contratadas por Disponibilidade: Uma Avaliação dos Impactos Setoriais sob as Óticas Técnica, Econômica e Financeira. Dissertação M. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.
- SOHN, A. P., 2014. Estudo de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência na Presença de Diferentes Modelos de Unidades Eólicas. Dissertação M. Sc., EESS/USP, São Carlos, SP, Brasil.
- SOHN, A.P., ALBERTO, L. F. C., 2014. Aerogeradores de Velocidade variável em Sisemas Elétricos de Potência: Análises de Estabilidade. V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.
- SOUSA, F. J. R., 2009. A Geração Termelétrica: A contribuição das Térmicas a Gás Natural Liquefeito. Tese de M.Sc. Instituto de Economia, UNICAMP, Campinas, Brasil."
- SOUSA, T., 2006. Valoração do Fornecimento de Serviços Ancilares a Partir de Usinas Hidroelétricas. Tese D. Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.
- SOUZA, L. M., 2003. Compensador Síncrono de Velocidade Variável. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. Brasil.
- SPAMER, F. R., 2009. Técnicas Preditivas de Manutenção de Máquinas Rotativas. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- STEINBERG, J. M., 2012. Integração em Larga Escala de Geração Eólica em Sistemas Hidrotérmicos. Tese D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil,
- STEVENSON, W. D., 1986. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. 2ª ed. Mc Graw Hill.
- STRBAC, G., 2008. Demand Side Manegement: Benefits and Challenges. Energy Policy 36 pp. 4419-4426.
- SUN, H., et. al., 2013. Participation of Large-scale Wind Power Generation in Power System Frequency Regulation. Chinese Science Bulletin 58 N° 36 pp.4557-4565.

TAO, H. Y. S., et. al., 2012. Wind Power Generation Impact on Electricity Price in ERCOT. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting pp. 1-7.

TELES, M. A. C., 2005. A Regulamentação Da Indústria De Gás Natural No Brasil E Os Impactos Para O Desenvolvimento Do Setor. Tese de M. Sc. Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

TERRY, A. L., 2003. Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: ILUMINA.

UENP (United Nations Environment Programme), BLOOMBERG, 2016. Global Trends in Renewable Energy Investment 2016. Frankfurt School, FS-UNEP Collaborating Center for Climate & Sustainable Energy Finance.

VANDEWALLE, J., et. al., 2015. Effects of Large-Scale Power to Gas Conversion on the Power , Gas and Carbon Sectors and Their Interactions. Energy Conversion and Management 94 pp. 28-39.

VASCONCELOS, C. H. S., 2015. Análise do Comportamento Dinâmico da Máquina de Indução Duplamente Alimentada em Cascata. Dissertação M. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

VENTOS DO SUL ENERGIA, 2016. O Projeto. Disponível em < <http://www.ventosdosulenergia.com.br/highres.php> > Acessp em junho de 2016.

WARTSILA, 2015. Power Plants Solutions.

WARTSILA, 2015a. Technical Journal - in Detail. Issue nº 01-2015.

WEC (World Energy Council), 2013. World Energy Resources: Hydro.

WHEATLEY, J., 2013. Quantifying CO² Savings from Wind Power. Energy Policy 63 pp. 89-96.

WILKIE, O., 2015. Revenue Sufficiency in the National Electricity Market with High Penetration of Renewable Energy. Projeto Graduação, University of New South Wales, País de Gales.

WILLS, W., 2013. Modelagem dos Efeitos de Longo Prazo de Políticas de Mitigação de Emissão de Gases de Efeito Estufa na Economia do Brasil. Tese D. Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

10. ANEXOS

10.1 ANEXO I – Localização das Usinas Consideradas em Cada Cenário por Nó

LB_30			PE_30		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
UHE_14Julho	18	100	UHE_14Julho	18	100
UHE_BarraGrande	18	690	UHE_BarraGrande	18	690
UHE_CamposNovos	21	879,9	UHE_CamposNovos	21	879,9
UHE_CastroAlves	18	129,9	UHE_CastroAlves	18	129,9
UHE_DFrancisca	45	125	UHE_DFrancisca	45	125
UHE_FozChapeco	15	855,2	UHE_FozChapeco	15	855,2
UHE_Fundao	26	120	UHE_Fundao	26	120
UHE_Garibaldi	18	192,6	UHE_Garibaldi	18	192,6
UHE_GBMunhoz	26	1676	UHE_GBMunhoz	26	1676
UHE_GPSouza	17	260	UHE_GPSouza	17	260
UHE_Ita	15	1450	UHE_Ita	15	1450
UHE_Itauba	17	500	UHE_Itauba	17	500
UHE_Jacui	17	180	UHE_Jacui	17	180
UHE_Machadinho	21	1140	UHE_Machadinho	21	1140
UHE_Maua	37	352,2	UHE_Maua	37	352,2
UHE_Monjolinho	15	74	UHE_Monjolinho	15	74
UHE_MonteClaro	18	130	UHE_MonteClaro	18	130
UHE_PassoFundo	15	226	UHE_PassoFundo	15	226
UHE_PassoReal	17	158	UHE_PassoReal	17	158
UHE_PassosJoao	15	77	UHE_PassosJoao	15	77
UHE_QuebraQueix	11	120	UHE_QuebraQueix	11	120
UHE_SaltoCaxias	32	1240	UHE_SaltoCaxias	32	1240
UHE_SaltoOsorio	32	1078	UHE_SaltoOsorio	32	1078
UHE_SaltoPilao	22	191,8	UHE_SaltoPilao	22	191,8
UHE_SaoJose	11	51	UHE_SaoJose	11	51
UHE_Segredo	26	1260	UHE_Segredo	26	1260
UHE_SltSantiago	35	1420	UHE_SltSantiago	35	1420
UHE_StaClaraPR	26	120	UHE_StaClaraPR	26	120
UHE_Itaipu	33	14000	UHE_Itaipu	33	14000
Candiota 3	3	350	Candiota 3	3	350
Charqueadas	5	72	Charqueadas	5	72
Figueira	37	20	Figueira	37	20
Jorge_Lacerda_Iell	42	262	Jorge_Lacerda_Iell	42	262
Jorge_Lacerda_III	42	262	Jorge_Lacerda_III	42	262
Jorge_Lacerda_IV	42	363	Jorge_Lacerda_IV	42	363

LB_30			PE_30		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
New_coal_1_03	3	2000	Presidente_Medici	3	446
New_coal_1_05	5	1000	Sao_Jeronimo	5	20
New_coal_1_37	37	1000	Araucaria	45	484,1
New_coal_1_42	42	1000	Sepe_Tiaraju_Canoas	5	248,6
Presidente_Medici	3	446	Uruguaiana	9	639,9
Sao_Jeronimo	5	20	Energias_Madeiras	25	4
Araucaria	45	484,1	New_bio_1_25	39	68
Sepe_Tiaraju_Canoas	5	248,6	Bage	3	1702
Uruguaiana	9	639,9	Divisa_SCPR	26	325
Energias_Madeiras	25	4	ExtremoSul_RS	1	2541
New_bio_1_25	39	140	Int_PR	27	1050
New_bio_1_37	37	140	Leste_SC	42	266
New_bio_1_38	38	140	NE_RS	5	2302
New_bio_1_39	39	140	Oeste_SC	16	5
Divisa_SCPR	26	130	OesteSul_RS	7	1918
ExtremoSul_RS	1	839	RioGrande	2	2371
Leste_SC	42	106	PCH_04	4	10,3
NE_RS	5	600	PCH_05	5	51,5
Oeste_SC	16	5	PCH_06	6	10,3
OesteSul_RS	7	216	PCH_12	12	92,7
RioGrande	2	172	PCH_13	13	30,9
PCH_04	4	10,3	PCH_14	14	20,6
PCH_05	5	51,5	PCH_15	15	226,6
PCH_06	6	10,3	PCH_16	16	61,8
PCH_12	12	103	PCH_17	17	30,9
PCH_13	13	30,9	PCH_18	18	154,5
PCH_14	14	20,6	PCH_19	19	92,7
PCH_15	15	226,6	PCH_20	20	20,6
PCH_16	16	61,8	PCH_21	21	82,4
PCH_17	17	30,9	PCH_22	22	185,4
PCH_18	18	164,8	PCH_23	23	30,9
PCH_19	19	103	PCH_24	24	10,3
PCH_20	20	20,6	PCH_26	26	41,2
PCH_21	21	82,4	PCH_27	27	20,6
PCH_22	22	185,4	PCH_30	30	20,6
PCH_23	23	30,9	PCH_32	32	10,3
PCH_24	24	10,3	PCH_33	33	10,3
PCH_26	26	41,2	PCH_34	34	10,3
PCH_27	27	20,6	PCH_35	35	41,2
PCH_30	30	20,6	PCH_36	36	51,5
PCH_32	32	10,3	PCH_37	37	20,6

LB_30			PE_30		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
PCH_33	33	10,3	PCH_41	41	10,3
PCH_34	34	10,3	PCH_42	42	30,9
PCH_35	35	41,2	PCH_43	43	103
PCH_36	36	51,5	PCH_45	45	82,4
PCH_37	37	20,6	BIO_UNSI_02	2	10
PCH_41	41	10,3	BIO_UNSI_03	3	1
PCH_42	42	30,9	BIO_UNSI_04	4	10
PCH_43	43	113,3	BIO_UNSI_06	6	2
PCH_45	45	92,7	BIO_UNSI_08	8	9
BIO_UNSI_02	2	10	BIO_UNSI_09	9	8
BIO_UNSI_03	3	1	BIO_UNSI_10	10	13
BIO_UNSI_04	4	10	BIO_UNSI_15	15	2
BIO_UNSI_06	6	2	BIO_UNSI_19	19	28
BIO_UNSI_08	8	9	BIO_UNSI_21	21	13
BIO_UNSI_09	9	8	BIO_UNSI_22	22	10
BIO_UNSI_10	10	13	BIO_UNSI_23	23	10
BIO_UNSI_15	15	2	BIO_UNSI_24	24	8
BIO_UNSI_19	19	28	BIO_UNSI_25	25	16
BIO_UNSI_21	21	13	BIO_UNSI_26	26	12
BIO_UNSI_22	22	10	BIO_UNSI_27	27	10
BIO_UNSI_23	23	10	BIO_UNSI_30	30	13
BIO_UNSI_24	24	8	BIO_UNSI_32	32	3
BIO_UNSI_25	25	16	BIO_UNSI_33	33	3
BIO_UNSI_26	26	12	BIO_UNSI_34	34	2
BIO_UNSI_27	27	10	BIO_UNSI_36	36	4
BIO_UNSI_30	30	13	BIO_UNSI_37	37	113
BIO_UNSI_32	32	3	BIO_UNSI_38	38	168
BIO_UNSI_33	33	3	BIO_UNSI_39	39	215
BIO_UNSI_34	34	2	BIO_UNSI_42	42	1
BIO_UNSI_36	36	4	BIO_UNSI_45	45	12
BIO_UNSI_37	37	113	UTE_UNSI_01	1	1
BIO_UNSI_38	38	168	UTE_UNSI_02	2	5
BIO_UNSI_39	39	215	UTE_UNSI_03	3	5
BIO_UNSI_42	42	1	UTE_UNSI_05	5	120
BIO_UNSI_45	45	12	UTE_UNSI_08	8	3
UTE_UNSI_01	1	1	UTE_UNSI_10	10	1
UTE_UNSI_02	2	5	UTE_UNSI_11	11	2
UTE_UNSI_03	3	5	UTE_UNSI_12	12	6
UTE_UNSI_05	5	120	UTE_UNSI_13	13	1
UTE_UNSI_08	8	3	UTE_UNSI_14	14	6
UTE_UNSI_10	10	1	UTE_UNSI_15	15	8

LB_30			PE_30		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
UTE_UNSI_11	11	2	UTE_UNSI_16	16	4
UTE_UNSI_12	12	6	UTE_UNSI_17	17	5
UTE_UNSI_13	13	1	UTE_UNSI_18	18	8
UTE_UNSI_14	14	6	UTE_UNSI_22	22	36
UTE_UNSI_15	15	8	UTE_UNSI_23	23	3
UTE_UNSI_16	16	4	UTE_UNSI_25	25	1
UTE_UNSI_17	17	5	UTE_UNSI_27	27	1
UTE_UNSI_18	18	8	UTE_UNSI_30	30	2
UTE_UNSI_22	22	36	UTE_UNSI_32	32	2
UTE_UNSI_23	23	3	UTE_UNSI_34	34	5
UTE_UNSI_25	25	1	UTE_UNSI_35	35	4
UTE_UNSI_27	27	1	UTE_UNSI_37	37	4
UTE_UNSI_30	30	2	UTE_UNSI_38	38	10
UTE_UNSI_32	32	2	UTE_UNSI_39	39	7
UTE_UNSI_34	34	5	UTE_UNSI_42	42	6
UTE_UNSI_35	35	4	UTE_UNSI_43	43	4
UTE_UNSI_37	37	4	UTE_UNSI_45	45	22
UTE_UNSI_38	38	10	New_TVOC_1_05	5	68
UTE_UNSI_39	39	7	New_gas1_05	5	95
UTE_UNSI_42	42	6			
UTE_UNSI_43	43	4			
UTE_UNSI_45	45	22			
New_TVOC_1_05	5	68			
New_gas1_05	5	3			

LB_50			PE_50		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
UHE_14Julho	18	100	UHE_14Julho	18	100
UHE_BarraGrande	18	690	UHE_BarraGrande	18	690
UHE_CamposNovos	21	879,9	UHE_CamposNovos	21	879,9
UHE_CastroAlves	18	129,9	UHE_CastroAlves	18	129,9
UHE_DFrancisca	45	125	UHE_DFrancisca	45	125
UHE_FozChapeco	15	855,2	UHE_FozChapeco	15	855,2
UHE_Fundao	26	120	UHE_Fundao	26	120
UHE_Garibaldi	18	192,6	UHE_Garibaldi	18	192,6
UHE_GBMunhoz	26	1676	UHE_GBMunhoz	26	1676
UHE_GPSouza	17	260	UHE_GPSouza	17	260
UHE_Ita	15	1450	UHE_Ita	15	1450

LB_50			PE_50		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
UHE_Itauba	17	500	UHE_Itauba	17	500
UHE_Jacui	17	180	UHE_Jacui	17	180
UHE_Machadinho	21	1140	UHE_Machadinho	21	1140
UHE_Maua	37	352,2	UHE_Maua	37	352,2
UHE_Monjolinho	15	74	UHE_Monjolinho	15	74
UHE_MonteClaro	18	130	UHE_MonteClaro	18	130
UHE_PassoFundo	15	226	UHE_PassoFundo	15	226
UHE_PassoReal	17	158	UHE_PassoReal	17	158
UHE_PassosJoao	15	77	UHE_PassosJoao	15	77
UHE_QuebraQueix	11	120	UHE_QuebraQueix	11	120
UHE_SaltoCaxias	32	1240	UHE_SaltoCaxias	32	1240
UHE_SaltoOsorio	32	1078	UHE_SaltoOsorio	32	1078
UHE_SaltoPilao	22	191,8	UHE_SaltoPilao	22	191,8
UHE_SaoJose	11	51	UHE_SaoJose	11	51
UHE_Segredo	26	1260	UHE_Segredo	26	1260
UHE_SltSantiago	35	1420	UHE_SltSantiago	35	1420
UHE_StaClaraPR	26	120	UHE_StaClaraPR	26	120
UHE_Itaipu	33	14000	UHE_Itaipu	33	14000
Candiota 3	3	350	Candiota 3	3	350
Charqueadas	5	72	Charqueadas	5	72
Figueira	37	20	Figueira	37	20
Jorge_Lacerda_Iell	42	262	Jorge_Lacerda_Iell	42	262
Jorge_Lacerda_III	42	262	Jorge_Lacerda_III	42	262
Jorge_Lacerda_IV	42	363	Jorge_Lacerda_IV	42	363
New_coal_1_03	3	2000	Presidente_Medici	3	446
New_coal_1_05	5	1000	Sao_Jeronimo	5	20
New_coal_1_37	37	1000	Energias_Madeiras	25	4
New_coal_1_42	42	1000	New_bio_1_25	25	68
Presidente_Medici	3	446	New_bio_2_27	27	166
Sao_Jeronimo	5	20	New_bio_2_38	38	166
Energias_Madeiras	25	4	New_bio_2_02	2	166
New_bio_1_25	25	140	New_bio_2_04	4	166
New_bio_1_37	37	140	New_bio_2_08	26	166
New_bio_1_38	38	140	New_bio_2_10	10	166
New_bio_1_39	39	140	New_bio_2_19	19	166
New_bio_2_02	2	286	New_bio_2_21	21	166
New_bio_2_04	4	286	New_bio_2_22	22	166
New_bio_2_10	10	286	New_bio_2_23	23	166
New_bio_2_19	19	286	New_bio_2_25	25	166
New_bio_2_21	21	286	New_bio_2_26	38	166
New_bio_2_22	22	286	New_bio_2_27	27	166

LB_50			PE_50		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
New_bio_2_23	23	286	New_bio_2_30	30	166
New_bio_2_25	25	286	New_bio_2_37	37	166
New_bio_2_26	26	286	New_bio_2_38	38	166
New_bio_2_27	27	286	New_bio_2_39	39	166
New_bio_2_30	30	286	New_bio_2_45	45	166
New_bio_2_37	37	286	Bage	42	8407
New_bio_2_38	38	286	Divisa_SCPR	26	650
New_bio_2_39	39	286	ExtremoSul_RS	1	9127
New_bio_2_45	45	286	Int_PR	27	1050
Bage	3	119	Leste_SC	42	531
Divisa_SCPR	26	130	NE_RS	5	8888
ExtremoSul_RS	1	839	Oeste_SC	16	5
Leste_SC	42	106	OesteSul_RS	7	8504
NE_RS	5	600	RioGrande	2	8957
Oeste_SC	16	5	PCH_04	4	10,3
OesteSul_RS	7	216	PCH_05	5	51,5
RioGrande	2	172	PCH_06	6	10,3
PCH_04	4	61,8	PCH_12	12	92,7
PCH_05	5	92,7	PCH_13	13	30,9
PCH_06	6	51,5	PCH_14	14	20,6
PCH_12	12	144,2	PCH_15	15	226,6
PCH_13	13	72,1	PCH_16	16	61,8
PCH_14	14	61,8	PCH_17	17	30,9
PCH_15	15	267,8	PCH_18	18	154,5
PCH_16	16	103	PCH_19	19	92,7
PCH_17	17	72,1	PCH_20	20	20,6
PCH_18	18	206	PCH_21	21	82,4
PCH_19	19	144,2	PCH_22	22	185,4
PCH_20	20	61,8	PCH_23	23	30,9
PCH_21	21	123,6	PCH_24	24	10,3
PCH_22	22	226,6	PCH_26	26	41,2
PCH_23	23	72,1	PCH_27	27	20,6
PCH_24	24	51,5	PCH_30	30	20,6
PCH_26	26	82,4	PCH_32	32	10,3
PCH_27	27	61,8	PCH_33	33	10,3
PCH_30	30	61,8	PCH_34	34	10,3
PCH_32	32	51,5	PCH_35	35	41,2
PCH_33	33	51,5	PCH_36	36	51,5
PCH_34	34	51,5	PCH_37	37	20,6
PCH_35	35	82,4	PCH_41	41	10,3
PCH_36	36	92,7	PCH_42	42	30,9

LB_50			PE_50		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
PCH_37	37	61,8	PCH_43	43	103
PCH_41	41	51,5	PCH_45	45	82,4
PCH_42	42	72,1	BIO_UNSI_02	2	10
PCH_43	43	154,5	BIO_UNSI_03	3	1
PCH_45	45	133,9	BIO_UNSI_04	4	10
BIO_UNSI_02	2	10	BIO_UNSI_06	6	2
BIO_UNSI_03	3	1	BIO_UNSI_08	8	9
BIO_UNSI_04	4	10	BIO_UNSI_09	9	8
BIO_UNSI_06	6	2	BIO_UNSI_10	10	13
BIO_UNSI_08	8	9	BIO_UNSI_15	15	2
BIO_UNSI_09	9	8	BIO_UNSI_19	19	28
BIO_UNSI_10	10	13	BIO_UNSI_21	21	13
BIO_UNSI_15	15	2	BIO_UNSI_22	22	10
BIO_UNSI_19	19	28	BIO_UNSI_23	23	10
BIO_UNSI_21	21	13	BIO_UNSI_24	24	8
BIO_UNSI_22	22	10	BIO_UNSI_25	25	16
BIO_UNSI_23	23	10	BIO_UNSI_26	26	12
BIO_UNSI_24	24	8	BIO_UNSI_27	27	10
BIO_UNSI_25	25	16	BIO_UNSI_30	30	13
BIO_UNSI_26	26	12	BIO_UNSI_32	32	3
BIO_UNSI_27	27	10	BIO_UNSI_33	33	3
BIO_UNSI_30	30	13	BIO_UNSI_34	34	2
BIO_UNSI_32	32	3	BIO_UNSI_36	36	4
BIO_UNSI_33	33	3	BIO_UNSI_37	37	113
BIO_UNSI_34	34	2	BIO_UNSI_38	38	168
BIO_UNSI_36	36	4	BIO_UNSI_39	39	215
BIO_UNSI_37	37	113	BIO_UNSI_42	42	1
BIO_UNSI_38	38	168	BIO_UNSI_45	45	12
BIO_UNSI_39	39	215	UTE_UNSI_01	1	1
BIO_UNSI_42	42	1	UTE_UNSI_02	2	5
BIO_UNSI_45	45	12	UTE_UNSI_03	3	5
UTE_UNSI_01	1	1	UTE_UNSI_05	5	120
UTE_UNSI_02	2	5	UTE_UNSI_08	8	3
UTE_UNSI_03	3	5	UTE_UNSI_10	10	1
UTE_UNSI_05	5	120	UTE_UNSI_11	11	2
UTE_UNSI_08	8	3	UTE_UNSI_12	12	6
UTE_UNSI_10	10	1	UTE_UNSI_13	13	1
UTE_UNSI_11	11	2	UTE_UNSI_14	14	6
UTE_UNSI_12	12	6	UTE_UNSI_15	15	8
UTE_UNSI_13	13	1	UTE_UNSI_16	16	4
UTE_UNSI_14	14	6	UTE_UNSI_17	17	5

LB_50			PE_50		
Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)	Usina	Nó	Capacidade Instalada (MW)
UTE_UNSI_15	15	8	UTE_UNSI_18	18	8
UTE_UNSI_16	16	4	UTE_UNSI_22	22	36
UTE_UNSI_17	17	5	UTE_UNSI_23	23	3
UTE_UNSI_18	18	8	UTE_UNSI_25	25	1
UTE_UNSI_22	22	36	UTE_UNSI_27	27	1
UTE_UNSI_23	23	3	UTE_UNSI_30	30	2
UTE_UNSI_25	25	1	UTE_UNSI_32	32	2
UTE_UNSI_27	27	1	UTE_UNSI_34	34	5
UTE_UNSI_30	30	2	UTE_UNSI_35	35	4
UTE_UNSI_32	32	2	UTE_UNSI_37	37	4
UTE_UNSI_34	34	5	UTE_UNSI_38	38	10
UTE_UNSI_35	35	4	UTE_UNSI_39	39	7
UTE_UNSI_37	37	4	UTE_UNSI_42	42	6
UTE_UNSI_38	38	10	UTE_UNSI_43	43	4
UTE_UNSI_39	39	7	UTE_UNSI_45	45	22
UTE_UNSI_42	42	6	New_gas1_09	5	95
UTE_UNSI_43	43	4	New_gas2_05	5	112
UTE_UNSI_45	45	22	New_gas2_2	5	112
New_gas1_05	5	7	New_gas2_45	5	112
UHE_Baixo_Iguacu	32	350			
UHE_Cachoeirinha	35	50			
UHW_Pai_Quere	19	300			
UHW_Salto_Cururu	26	45			
UHE_Sao_Joao	35	60			
UHE_Sao_Roque	18	150			
UHE_Tibagi_Montante	27	45			

**10.2 ANEXO II – Valores de Capacidade e Restrições
Consideradas em Cada um dos Reservatórios
Considerados na Modelagem**

Reservatório	Nível Máximo (m)	Nível Mínimo (m)	Área Máxima (km²)	Área Mínima (km²)	Vol. Máximo (hm³)	Vol. Mínimo (hm³)	Vazão Mínima (m³/s)	Vazão Defluente Máxima (m³/s)	Variação de Defluência Horária Máxima (m³/s)
14 de Julho	104	103	5	4	55	50	28	-	-
Barra Grande	647	617	90	57	4904	2711	16	-	-
Campos Novos	660	655	32	30	1471	1341	-	-	-
Castro Alves	240	239	5	5	92	87	17	-	-
Dona Francisca	95	91	19	19	330	267	15	1450	-
Foz do Chapeco	265	264	-	-	1501	1423	125	-	-
Fundão	706	704	2	2	35	31	6,9	-	-
G P Souza	845	822	12	3	179	22	-	140	12,5
Garibaldi	705	703	31	27	351	296	94	81	-
GB Munhoz	745	700	142	56	5779	1974	-	-	600
Ita	370	364	141	141	5099	4301	150	-	1000
Itaúba	184	171	17	17	620	461	-	-	-
Jacuí	280	270	5	5	29	4	-	2400	-
Machadinho	480	465	79	62	3339	2283	-	-	-
Mauá	635	626	94	74	2137	1470	18,8	-	-
Monjolinho	328	326	5	5	150	139	-	-	-
Monte Claro	148	147	2	2	12	10	6	-	-
Passo Fundo	598	584	151	50	1588	184	-	-	-
Passo Real	327	300	225	42	3645	289	-	2400	-
Passo São João	128	127	20	20	102	77	50	-	-
Quebra Queixo	549	544	6	5	136	111	0,75	-	-
Salto Caxias	325	323	141	141	3572	3300	76	30000	800
Salto Osório	397	389	56	56	1123	721	-	-	-
Salto Pilão	319	318	-	-	0,22	0,02	7,2	-	-
Salto Santiago	506	481	210	124	6774	2662	-	19000	-
Santa Clara	805	787	20	10	431	169	6,5	-	-
São Jose	154	146	24	24	188	50	43,8	-	-
Segredo	607	602	81	74	2942	2558	-	-	-

10.3ANEXO III – Parâmetros Técnicos e Econômicos de Cada uma das Linhas de Transmissão Considerada no Estudo

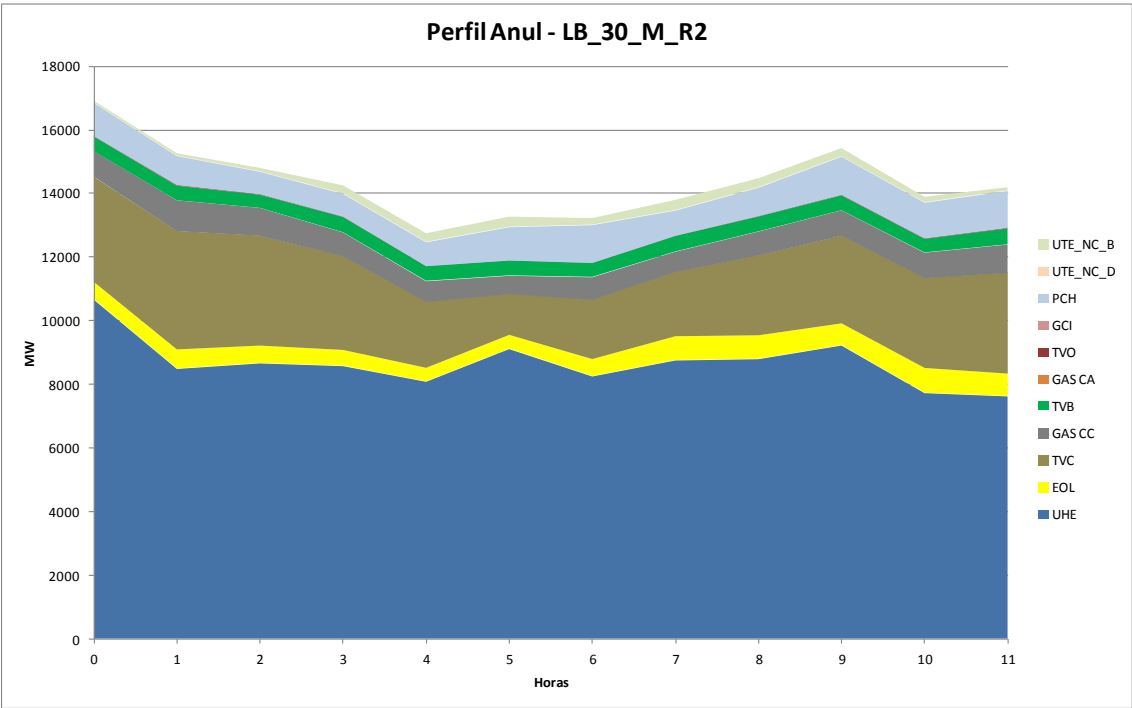
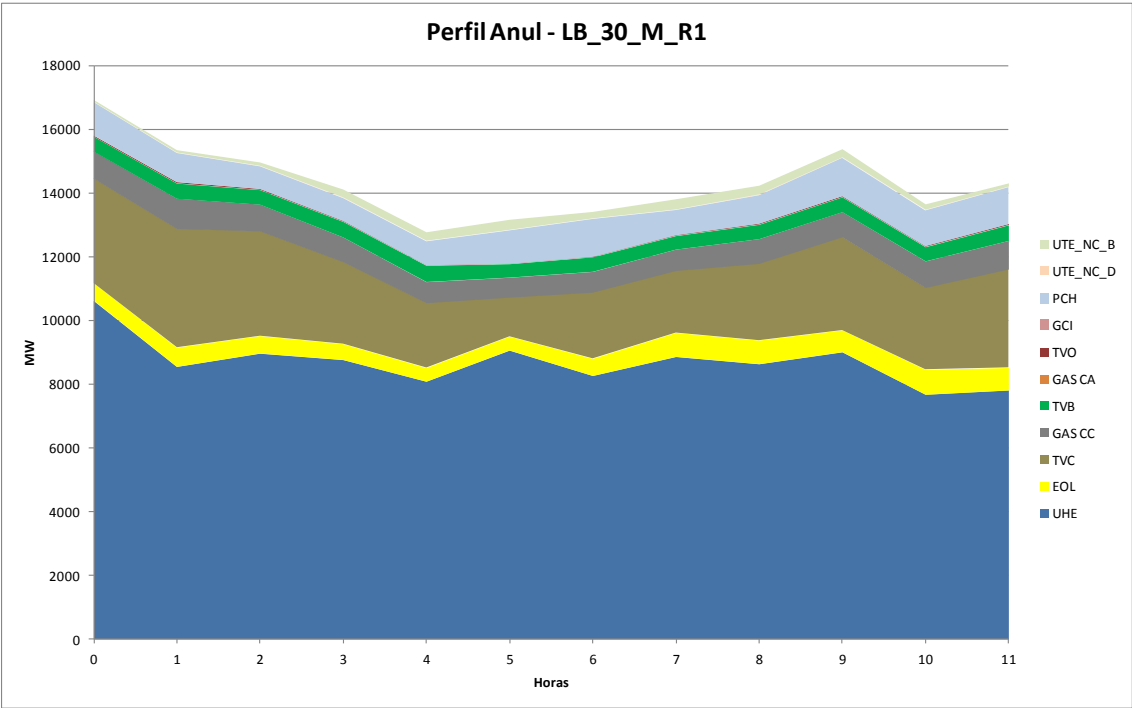
Parâmetros Técnico e Econômicos das Linhas de Transmissão											
Nome	Tensão (kV)	Máxima Capacidade Transmissão (MW)	Mínima Capacidade Transmissão (MW)	Sobrecap. Máxima de Transmissão (MW)	Sobrecap. Mínima de Transmissão (MW)	Custo por Sobrecap. (USD\$ /MWh)	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Custo de Transmissão	TIP (%)	TIF (%)
1_2_525	525	3305	-3305	4165	-4165	33,3	0,11	1,90	22,2	27	20
1_3_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,62	3,09	10,8	27	20
10_11_230	230	340	-340	398	-398	16,2	0,41	2,04	10,8	27	15
10_12_230	230	441	-441	441	-441	16,2	0,48	3,88	10,8	27	27
11_12_230	230	340	-340	398	-398	16,2	0,30	1,53	10,8	27	8
11_12_525	525	1637	-1637	1637	-1637	33,3	0,13	1,74	22,2	27	17
11_12_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,14	1,87	22,2	27	18
12_13_230	230	251	-251	251	-251	16,2	0,37	1,88	10,8	27	12
12_15_525	525	1637	-1637	1637	-1637	33,3	0,22	3,04	22,2	27	29
12_15_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,23	3,17	22,2	27	31
12_17_230	230	329	-329	384	-384	16,2	0,44	2,09	10,8	27	14
13_15_230	230	179	-179	255	-255	16,2	0,47	1,85	10,8	27	11
13_16_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,26	1,48	10,8	27	9
14_18_230	230	239	-239	239	-239	16,2	0,36	1,88	10,8	27	12
15_14_230	230	210	-210	298	-298	16,2	0,39	1,94	10,8	27	12
15_32_230	230	417	-417	450	-450	16,2	0,65	3,36	10,8	27	21
15_35_230	230	417	-417	450	-450	16,2	0,32	1,64	10,8	27	10
15_35_525	525	2464	-2464	3033	-3033	33,3	0,20	2,56	22,2	27	24
15_35_525	525	2363	-2363	2728	-2728	33,3	0,19	2,39	22,2	27	24
16_15_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,16	1,07	10,8	27	9
16_15_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,16	1,07	10,8	27	9
17_14_230	230	179	-179	255	-255	16,2	0,33	1,25	10,8	27	8
17_3_230	230	265	-265	326	-326	16,2	0,85	4,65	10,8	27	31
17_6_230	230	251	-251	348	-348	16,2	0,25	1,26	10,8	27	8
18_15_230	230	160	-160	227	-227	16,2	0,76	3,93	10,8	27	25
18_15_230	230	160	-160	227	-227	16,2	0,79	4,00	10,8	27	25
18_15_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,18	3,34	22,2	27	33
18_19_230	230	232	-232	292	-292	16,2	0,26	1,36	10,8	27	8
18_19_230	230	350	-350	350	-350	16,2	0,23	1,60	10,8	27	12
18_21_525	525	1688	-1688	1688	-1688	33,3	0,21	2,59	22,2	27	26
18_43_525	525	2655	-2655	2655	-2655	33,3	0,17	2,68	22,2	27	30
19_20_230	230	350	-350	350	-350	16,2	0,25	1,90	10,8	27	13
19_42_230	230	232	-232	292	-292	16,2	0,47	2,42	10,8	27	15
2_3_230	230	365	-365	365	-365	16,2	0,29	2,46	10,8	27	18
2_31_525	525	3305	-3305	4165	-4165	33,3	0,18	3,30	22,2	27	37
2_4_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,52	2,48	10,8	27	16

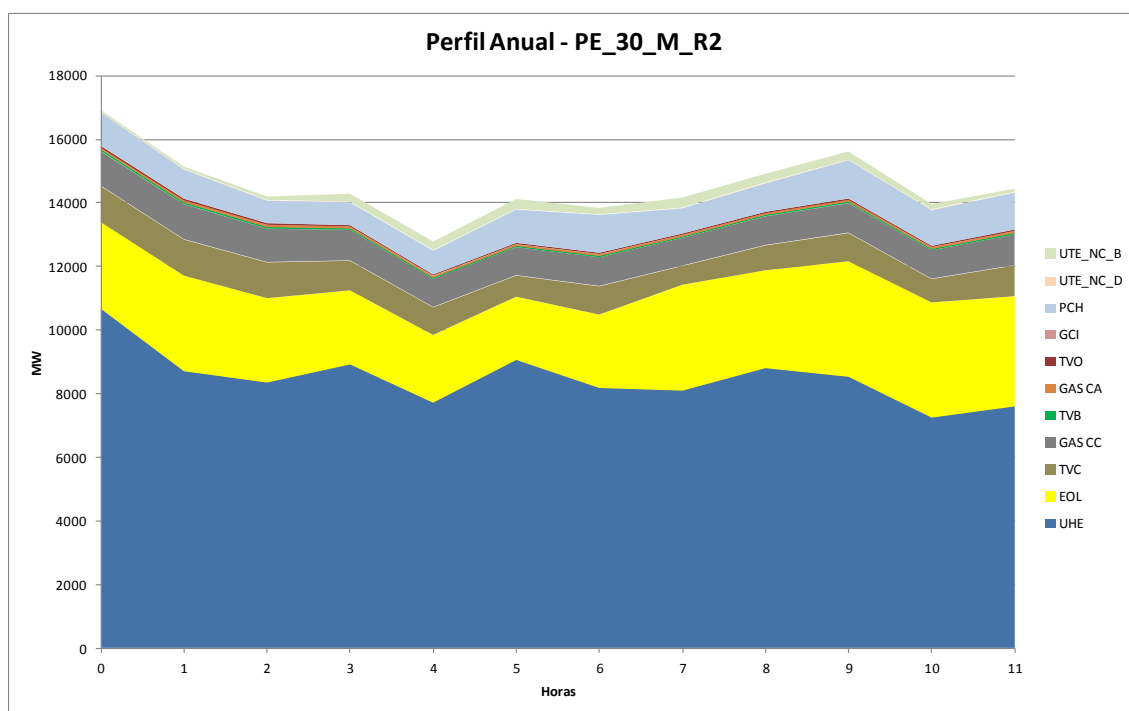
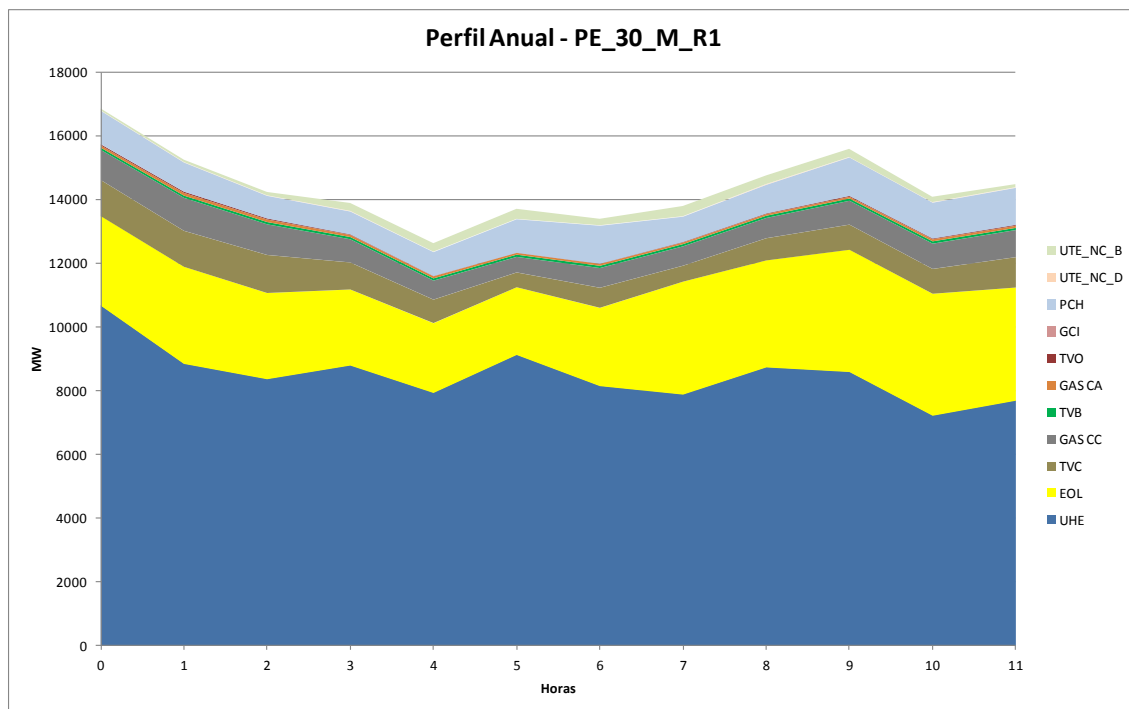
Parâmetros Técnico e Econômicos das Linhas de Transmissão											
Nome	Tensão (kV)	Máxima Capacidade Transmissão (MW)	Mínima Capacidade Transmissão (MW)	Sobrecap. Máxima de Transmissão (MW)	Sobrecap. Mínima de Transmissão (MW)	Custo por Sobrecap. (USD\$ /MWh)	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Custo de Transmissão	TIP (%)	TIF (%)
2_4_230	230	550	-550	693	-693	16,2	0,30	2,12	10,8	27	19
2_5_525	525	3305	-3305	4165	-4165	33,3	0,18	3,30	22,2	27	37
21_15_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,08	1,01	22,2	27	8
21_22_525	525	2037	-2037	2037	-2037	33,3	0,29	3,22	22,2	27	33
21_23_230	230	258	-258	328	-328	16,2	0,26	1,35	10,8	27	9
21_26_525	525	2363	-2363	2728	-2728	33,3	0,18	2,26	22,2	27	23
22_45_230	230	350	-350	378	-378	16,2	0,40	2,07	10,8	27	13
22_45_230	230	350	-350	378	-378	16,2	0,39	1,98	10,8	27	12
22_45_230	230	331	-331	414	-414	16,2	0,39	1,98	10,8	27	13
22_45_525	525	2110	-2110	2110	-2110	33,3	0,14	1,77	22,2	27	18
25_24_230	230	259	-259	311	-311	16,2	0,21	1,00	10,8	27	6
25_24_230	230	258	-258	328	-328	16,2	0,22	1,01	10,8	27	6
25_45_230	230	259	-259	319	-319	16,2	0,47	2,43	10,8	27	15
26_25_230	230	359	-359	388	-388	16,2	0,52	2,68	10,8	27	17
26_27_230	230	259	-259	318	-318	16,2	0,73	3,82	10,8	27	24
26_32_230	230	259	-259	319	-319	16,2	0,64	3,33	10,8	27	21
26_32_230	230	259	-259	319	-319	16,2	0,64	3,33	10,8	27	21
26_35_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,06	0,77	22,2	27	8
26_36_525	525	2162	-2162	2724	-2724	33,3	0,18	2,22	22,2	27	22
26_45_525	525	2182	-2182	2182	-2182	33,3	0,24	3,01	22,2	27	31
26_45_525	525	2110	-2110	2110	-2110	33,3	0,22	2,81	22,2	27	33
27_37_230	230	160	-160	213	-213	16,2	0,52	2,72	10,8	27	5
3_4_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,79	3,96	10,8	27	26
3_7_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,40	3,06	10,8	27	20
3_ExpS_525	525	2000	-2000	2200	-2200	33,3	0,14	1,68	22,2	27	16
32_34_230	230	311	-311	311	-311	16,2	0,13	1,62	10,8	27	16
32_34_230	230	319	-319	372	-372	16,2	0,43	2,53	10,8	27	17
32_36_230	230	350	-350	378	-378	16,2	1,07	3,76	10,8	27	24
32_36_230	230	350	-350	378	-378	16,2	0,99	3,76	10,8	27	24
32_36_525	525	2401	-2401	2401	-2401	33,3	0,21	2,68	22,2	27	27
33_32_230	230	284	-284	349	-349	16,2	0,40	2,50	10,8	27	16
33_32_230	230	284	-284	383	-383	16,2	0,40	2,25	10,8	27	15
33_32_525	525	3455	-3455	4115	-4115	33,3	0,08	1,42	22,2	27	15
33_36_765	765	4560	-4560	5016	-5016	40,7	0,18	4,31	27,1	27	42
33_EXP_600	600	6300	-6300	6930	-6930	0,0	0,00	0,00		27	0
34_EXP_230	230	338	-338	378	-378	16,2	0,56	4,08	10,8	27	29
35_32_230	230	417	-417	450	-450	16,2	0,34	1,77	10,8	27	11
35_32_525	525	1637	-1637	2062	-2062	33,3	0,09	1,29	22,2	27	12
35_36_525	525	2162	-2162	2724	-2724	33,3	0,17	2,14	22,2	27	22

Parâmetros Técnico e Econômicos das Linhas de Transmissão											
Nome	Tensão (kV)	Máxima Capacidade Transmissão (MW)	Mínima Capacidade Transmissão (MW)	Sobrecap. Máxima de Transmissão (MW)	Sobrecap. Mínima de Transmissão (MW)	Custo por Sobrecap. (USD\$ /MWh)	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Custo de Transmissão	TIP (%)	TIF (%)
35_36_525	525	3184	-3184	3184	-3184	33,3	0,12	2,22	22,2	27	22
36_38_230	230	237	-237	298	-298	16,2	0,47	2,46	10,8	27	15
36_38_525	525	2162	-2162	2273	-2273	33,3	0,12	1,54	22,2	27	16
36_38_525	525	2546	-2546	2546	-2546	33,3	0,10	1,60	22,2	27	16
36_39_230	230	237	-237	298	-298	16,2	0,70	3,61	10,8	27	10
36_exp_765	765	4133	-4133	4174	-4174	40,7	0,15	3,60	27,1	27	35
37_30_230	230	342	-342	425	-425	16,2	0,24	2,10	10,8	27	14
37_30_230	230	286	-286	320	-320	16,2	0,34	1,71	10,8	27	11
37_38_230	230	288	-288	337	-337	16,2	0,40	2,08	10,8	27	13
37_38_230	230	288	-288	337	-337	16,2	0,37	1,84	10,8	27	11
37_41_230	230	233	-233	282	-282	16,2	0,43	2,18	10,8	27	14
38_39_230	230	237	-237	298	-298	16,2	0,36	1,94	10,8	27	12
38_39_230	230	238	-238	328	-328	16,2	0,45	2,05	10,8	27	11
38_39_230	230	182	-182	242	-242	16,2	0,17	0,84	10,8	27	5
39_EXP_138	138	120	-120	132	-132	12,0	0,14	0,42	8,0	27	6
42_43_230	230	243	-243	306	-306	16,2	0,49	2,52	10,8	27	17
42_43_230	230	243	-243	306	-306	16,2	0,49	2,51	10,8	27	16
43_22_230	230	243	-243	306	-306	16,2	0,54	2,78	10,8	27	17
43_22_230	230	243	-243	306	-306	16,2	0,43	2,25	10,8	27	14
43_22_525	525	2655	-2655	2655	-2655	33,3	0,07	1,14	22,2	27	11
45_27_230	230	175	-175	233	-233	16,2	0,34	1,71	10,8	27	12
45_30_230	230	335	-335	415	-415	16,2	0,44	2,71	10,8	27	18
45_EXP_500	500	1299	-1299	2252	-2252	17,0	0,31	3,96	11,4	27	43
45_EXP_500	500	1299	-1299	2252	-2252	17,0	0,31	3,96	11,4	27	43
5_15_525	525	2110	-2110	2110	-2110	33,3	0,32	4,02	22,2	27	41
5_15_525	525	2282	-2282	2810	-2810	33,3	0,32	4,10	22,2	27	41
5_17_230	230	290	-290	366	-366	16,2	0,71	3,93	10,8	27	25
5_17_230	230	365	-365	427	-427	16,2	0,75	4,13	10,8	27	27
5_17_230	230	179	-179	255	-255	16,2	0,55	2,08	10,8	27	31
5_17_230	230	290	-290	366	-366	16,2	0,36	1,97	10,8	27	29
5_17_230	230	225	-225	319	-319	16,2	0,35	1,94	10,8	27	30
5_18_230	230	210	-210	298	-298	16,2	0,27	1,25	10,8	27	8
5_18_525	525	1688	-1688	1688	-1688	33,3	0,08	1,01	22,2	27	10
5_21_525	525	2655	-2655	2655	-2655	33,3	0,19	3,11	22,2	27	33
5_31_230	230	260	-260	319	-319	16,2	0,41	2,03	10,8	27	13
5_31_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,19	0,94	10,8	27	6
6_8_230	230	290	-290	366	-366	16,2	0,33	1,98	10,8	27	14
7_8_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,52	2,59	10,8	27	17
7_Exp_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,02	0,18	10,8	27	0

Parâmetros Técnico e Econômicos das Linhas de Transmissão											
Nome	Tensão (kV)	Máxima Capacidade Transmissão (MW)	Mínima Capacidade Transmissão (MW)	Sobrecap. Máxima de Transmissão (MW)	Sobrecap. Mínima de Transmissão (MW)	Custo por Sobrecap. (USD\$ /MWh)	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Custo de Transmissão	TIP (%)	TIF (%)
8_10_230	230	270	-270	341	-341	16,2	0,33	1,67	10,8	27	11
8_9_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,26	1,31	10,8	27	17
8_9_230	230	280	-280	308	-308	16,2	0,26	1,31	10,8	27	17
9_10_230	230	441	-441	441	-441	16,2	0,27	2,17	10,8	27	17

10.4ANEXO IV – Perfil de Geração Anual dos Cenários 30_M





10.5ANEXO V – Perfil de Geração Anual dos Cenários 50_M

